



**INFORME SOBRE LA PROPUESTA DE
ORDEN POR LA QUE SE ESTABLECEN LOS
PEAJES DE ACCESO DE ENERGÍA
ELÉCTRICA PARA 2018**

IPN/CNMC/045/17

19 de diciembre de 2017

Índice

1. Antecedentes	3
2. Fundamentos jurídicos	4
3. Contenido de la propuesta de Orden	8
4. Consideraciones generales	10
4.1. Sobre las competencias de la CNMC en la determinación de los peajes y cánones	10
4.2. Consideraciones sobre las previsiones de demanda	10
4.3. Consideraciones sobre las previsiones de ingresos	13
4.4. Consideraciones sobre los costes previstos	17
4.5. Sobre la suficiencia de los ingresos para cubrir los costes previstos para 2018	27
5. Consideraciones particulares	28
5.1. Artículo 2. Peajes de acceso.	28
5.2. Artículo 3. Precios de los cargos asociados a los costes del sistema de aplicación a las diferentes modalidades de autoconsumo	28
5.3. Artículo 4. Precio unitario para la financiación de los pagos por capacidad.	38
5.4. Artículo 5. Anualidades del desajuste de ingresos 2018	38
5.5. Artículo 8. Otros ingresos en el sistema de liquidaciones	39
5.6. Disposición transitoria primera. Retribución del Operador del Mercado Ibérico de Energía, Polo Español para 2018 y precios a cobrar a los agentes	40
5.7. Disposición transitoria segunda. Retribución del Operador del Sistema para 2018 y precios a cobrar a los sujetos.	43
5.8. Disposición transitoria tercera. Liquidaciones a cuenta de las actividades de transporte y distribución	44
5.9. Disposición final primera. Modificación de la Orden ITC/2370/2007, de 26 de julio, por la que se regula el servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad para los consumidores que adquieren su energía en el mercado de producción.	47
5.10. Disposición final tercera. Modificación de la Orden ITC/3860/2007, de 28 de diciembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de enero de 2008	47
5.11. Erratas	51
ANEXO I. INFORME DE RESPUESTA A LA SOLICITUD DE DATOS POR PARTE DE LA DIRECCIÓN GENERAL DE POLÍTICA ENERGÉTICA Y MINAS PARA LA ELABORACIÓN DEL ESCENARIO DE INGRESOS Y COSTES DEL SISTEMA ELÉCTRICO PARA EL CIERRE DE 2016 Y 2017	523
ANEXO II. ACTUALIZACIÓN DE LA PREVISIÓN DE INGRESOS PROCEDENTES DE LA LEY 15/2012 Y LAS SUBASTAS DE LOS DERECHOS DE CO ₂ PARA EL CIERRE DEL EJERCICIO 2017 Y 2018	534
ANEXO III. RETRIBUCIÓN DEL OPERADOR DEL MERCADO PARA 2018	567
ANEXO IV. RETRIBUCIÓN DEL OPERADOR DEL SISTEMA PARA 2018	763

INFORME SOBRE LA PROPUESTA DE ORDEN POR LA QUE SE ESTABLECEN LOS PEAJES DE ACCESO DE ENERGÍA ELÉCTRICA PARA 2018

SALA DE SUPERVISIÓN REGULATORIA

Expediente nº: IPN/CNMC/045/17

Presidenta

D^a María Fernández Pérez

Consejeros

D. Benigno Valdés Díaz
D. Mariano Bacigalupo Saggese
D. Bernardo Lorenzo Almendros
D. Xabier Ormaetxea Garai

Secretario de la Sala

D. Joaquim Hortalà i Vallvé

En Madrid, a 19 de diciembre de 2017

En el ejercicio de las competencias que le atribuye el artículo 7 de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, la **SALA DE SUPERVISIÓN REGULATORIA**, acuerda emitir el siguiente informe relativo a la “*Propuesta de Orden por la que se establecen los peajes de acceso de energía eléctrica para 2018*”:

1. Antecedentes

Con fecha 14 de septiembre de 2017 la Dirección General de Política Energética y Minas (DGPEM) solicitó a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) los datos para elaborar el escenario de ingresos y costes del sistema eléctrico para 2017 y 2018, de conformidad con el artículo 7 de la Ley 3/2013. Dicho informe fue aprobado por la Sala de Supervisión Regulatoria en su reunión de 31 de octubre de 2017¹ (en adelante, Informe de previsiones).

El pasado 28 de noviembre de 2017 el Gestor Técnico del Sistema (GTS) presentó en el Comité de Seguimiento del Sistema Gasista (CSSG) nuevo escenario de demanda para el cierre de 2017, así como una actualización de las hipótesis consideradas para el ejercicio 2018, en el que se incrementaba la

¹ Ver Anexo I

demanda prevista para el cierre de 2017 en 14,1 TWh y el 29 de noviembre remitió un escenario de demanda actualizada a la CNMC.

Teniendo en cuenta la evolución reciente registrada de la demanda de gas natural y la nueva información aportada por el GTS, se ha procedido a actualizar la previsión de la demanda de gas natural correspondiente a los ejercicios 2017 y 2018, a efectos de la elaboración del correspondiente informe sobre la *Propuesta de Orden por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas y la retribución de las actividades reguladas 2018*".

Lo anterior hace necesaria la actualización de la previsión de impuestos procedentes de la Ley 15/2012 a efectos de considerar el cambio en la cobertura de la demanda peninsular que resulta de la actualización de la demanda de gas natural para 2017 y 2018. En el Anexo II del informe se recoge el nuevo escenario de previsión.

El 4 de diciembre de 2017 se recibió en la CNMC la "*Propuesta de Orden por la que se establecen los peajes de acceso de energía eléctrica para 2018*" junto con la Memoria de Análisis del Impacto Normativo (MAIN) para que, de acuerdo a lo establecido en el artículo 5.2 y en la disposición transitoria décima de la Ley 3/2013, se emita informe con carácter urgente. Dichos documentos fueron remitidos para alegaciones a los miembros del Consejo Consultivo de Electricidad el día 4 de diciembre de 2017².

Esta Sala pone de manifiesto una vez más la necesidad de disponer de mayor tiempo para analizar la propuesta de orden ministerial, tanto por parte de los miembros del consejo consultivo como por parte de la propia Sala, al objeto de dar adecuado cumplimiento a las funciones que tienen encomendadas.

2. Fundamentos jurídicos

El artículo 16 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, establece que el Ministro de Industria, Energía y Turismo, previo Acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, dictará las disposiciones necesarias para el establecimiento de:

- a) Los precios de los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución, que se establecerán de acuerdo con la metodología establecida por la CNMC considerando a estos efectos el coste de la retribución de estas actividades.

² En el Anexo V del presente informe se adjuntan las alegaciones recibidas por escrito de los miembros del Consejo Consultivo de Electricidad (en adelante CCE).

- b) Los cargos necesarios que se establecerán de acuerdo con la metodología prevista en el citado artículo para cubrir otros costes de las actividades del sistema que correspondan.

Los diferentes peajes de acceso fueron definidos por el Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre, por el que se aprueban las tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica.

Por otra parte, el Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo, establece los peajes y cargos aplicables a las instalaciones con autoconsumo conectadas a la red eléctrica.

En relación a la fijación de los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución, el artículo 7.1.a) de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la CNMC, incluye entre las funciones de esta Sala establecer mediante circular previo trámite de audiencia y con criterios de eficiencia económica, transparencia, objetividad y no discriminación la metodología para el cálculo de la parte de los peajes de acceso a las redes de electricidad correspondientes a los costes de transporte y distribución de acuerdo con el marco tarifario y retributivo establecido en la Ley 54/1997 (vigente Ley 24/2013, de 26 de diciembre) y en su normativa de desarrollo.

En el ejercicio de dicha función el 19 de julio de 2014 se publicó en el Boletín Oficial del Estado la Circular 3/2014, de 2 de julio, de la CNMC, por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte y distribución de electricidad.

La Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, establece en su artículo 16 que los precios de los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución se establecerán de acuerdo con la metodología establecida por la CNMC, mientras que los cargos se establecerán conforme a la metodología que defina el Gobierno.

No obstante lo anterior, la disposición transitoria decimocuarta de la Ley 24/2013 del Sector Eléctrico, determina que hasta el desarrollo de la metodología de cálculo de los cargos de acuerdo a lo dispuesto en el artículo 16 de dicha Ley, las cantidades que deberán satisfacer los consumidores para cubrir los costes del sistema serán fijadas por el Ministro de Industria, Energía y Turismo, previo Acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos.

Adicionalmente, cabe señalar que la disposición transitoria primera de la Ley 24/2013 sobre aplicación de disposiciones anteriores y referencias a la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, establece que en tanto no se dicten las normas de desarrollo de dicha Ley que sean necesarias para la

aplicación de alguno de sus preceptos, continuarán aplicándose las correspondientes disposiciones en vigor en materia de energía eléctrica.

Teniendo en cuenta lo anterior, en tanto no se desarrolle la metodología de cargos, los peajes de transporte y distribución, calculados conforme a la Circular 3/2014, forman parte de los peajes de acceso vigentes.

Por su parte, la disposición adicional segunda de la Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética, determina que en las Leyes de Presupuestos Generales del Estado de cada año se destinará a financiar los costes del sistema eléctrico previstos en el artículo 13 de la Ley del Sector Eléctrico, un importe equivalente a la suma de la estimación de la recaudación anual derivada de los tributos y cánones incluidos en la mencionada Ley 15/2012, de 27 de diciembre, y del ingreso estimado por la subasta de los derechos de emisión de gases de efecto invernadero.

El artículo 13 de la Ley 24/2013, relativo a la sostenibilidad económica y financiera del sistema eléctrico, establece que mediante los ingresos del sistema eléctrico serán financiados los costes del mismo, que deberán determinarse de acuerdo con lo dispuesto en la Ley y sus normas de desarrollo. Dicho artículo establece los ingresos y costes del sistema eléctrico.

Teniendo en cuenta la citada Ley, la metodología de retribución de las actividades de transporte y distribución se recoge en el Real Decreto 1047/2013, de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de transporte de energía eléctrica, y en el Real Decreto 1048/2013, de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica.

Los citados Reales Decretos establecen que la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia remitirá al Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital (MINETAD), antes del 1 de octubre de cada año, sendos informes con las propuestas de retribución para el año siguiente de ambas actividades.

No obstante, en el Informe de previsiones para el ejercicio 2018 remitido por esta Sala al MINETAD el pasado 31 de octubre de 2017 se estimó la retribución de las actividades del transporte y distribución para el cierre del ejercicio 2017 y 2018 partiendo de la *“Propuesta de Orden por la que se establece la retribución de las empresas titulares de instalaciones de transporte de energía eléctrica para el año 2017”*, aprobado por la Sala de Supervisión Regulatoria el pasado 5 de octubre de 2017 y la *“Propuesta provisional de retribución a reconocer a las empresas distribuidoras de energía eléctrica para el ejercicio 2017”* aprobado por la Sala de Supervisión Regulatoria con fecha 16 de marzo de 2017 y evolucionándola a 2018 teniendo la última información disponible.

A la fecha de elaboración del presente informe, ha sido remitido al MINETAD el “Acuerdo por el que se propone la retribución a reconocer a las empresas titulares de instalaciones de transporte de energía eléctrica para el ejercicio 2018. Aplicación de la metodología del Real Decreto 1047/2013” aprobado por la Sala de Supervisión Regulatoria el pasado 19 de diciembre de 2017 y está pendiente de remisión el relativo a la actividad de distribución.

Por otra parte, el Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos y la Orden IET/1045/2014, de 16 de junio, por la que se aprueban los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, establecen el régimen retributivo específico de la actividad de generación a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración de alta eficiencia y residuos.

La retribución del extracoste de la actividad de producción en los sistemas eléctricos en los territorios no peninsulares se establece conforme al Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, regula la actividad de producción de energía eléctrica y el procedimiento de despacho en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares.

Adicionalmente, la disposición adicional decimoquinta de la Ley 24/2013, del Sector Eléctrico, establece que, desde el 1 de enero de 2014, los extracostes derivados de la actividad de producción de energía eléctrica cuando se desarrollen en los sistemas eléctricos aislados de los territorios no peninsulares de acuerdo a lo dispuesto en la Ley del Sector Eléctrico, serán financiados en un 50 por ciento con cargo a los Presupuestos Generales del Estado.

La disposición adicional vigésima primera de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, establece en relación con los desajustes temporales para el año 2013, que las cantidades aportadas serán devueltas reconociéndose un tipo de interés en condiciones equivalentes a las del mercado. En este sentido, la disposición adicional decimoctava de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, reconoce para el año 2013 la existencia de un déficit de ingresos de liquidaciones del sistema eléctrico por importe máximo de 3.600 millones de euros, sin perjuicio de los desajustes temporales que pudieran producirse en el sistema de liquidaciones eléctrico para dicho año.

Este déficit generará derechos de cobro consistentes en el derecho a percibir un importe de la facturación mensual por los ingresos del sistema durante los quince años sucesivos a contar desde el 1 de enero de 2014 hasta su satisfacción. Las cantidades aportadas por este concepto serán devueltas reconociéndose un tipo de interés en condiciones equivalentes a las del mercado que se fijará en la Orden por la que se revisen los peajes y cargos.

Por otro lado, se contemplan los aspectos necesarios para la financiación de la retribución de OMI – Polo Español, S.A. (OMIE), operador del mercado, y de Red Eléctrica de España, S.A.U., como operador del sistema, en virtud de lo dispuesto en el artículo 14 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, y teniendo en cuenta la disposición transitoria primera de dicha Ley, sobre aplicación de disposiciones anteriores y referencias a la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.

En relación con la financiación del operador del mercado y del operador del sistema, la disposición adicional séptima de la Orden IET/221/2013, de 14 de febrero, por la que se establecen los peajes de acceso a partir de 1 de enero de 2013 y las tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial estableció el mandato a la CNMC de elaborar y enviar al Ministerio de Industria, Energía y Turismo una propuesta de metodología para el cálculo de la retribución de dichos operadores, así como la fijación de los precios que éstos deben cobrar de los agentes que participan en el mercado de acuerdo con lo dispuesto en la Ley 24/2013, de 26 de diciembre. Dichas metodologías fueron aprobadas por la Sala de Supervisión Regulatoria en su reunión de 6 de noviembre de 2014.

Adicionalmente, en la propuesta de Orden se procede a modificar la Orden ITC/2370/2007, de 26 de julio, por la que se regula el servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad para los consumidores que adquieren su energía en el mercado de producción, que desde el 1 de enero de 2015, resulta de aplicación únicamente a los consumidores que prestan el servicio de interrumpibilidad en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares, para adecuar el tratamiento que debe darse a los proveedores del servicio de interrumpibilidad con generación asociada, en línea con lo establecido para los proveedores ubicados en la península.

Finalmente, se procede a modificar la Orden ETU/943/2017, de 6 de octubre, por la que se desarrolla el Real Decreto 897/2017, de 6 de octubre, por el que se regula la figura del consumidor vulnerable, el bono social y otras medidas de protección para los consumidores domésticos de energía eléctrica, con objeto de la comprobación del requisito de percepción de pensiones mínimas de la Seguridad Social por jubilación o incapacidad permanente.

3. Contenido de la propuesta de Orden

La propuesta de orden consta de una exposición de motivos, ocho artículos, dos disposiciones adicionales, tres disposiciones transitorias, una disposición derogatoria, cuatro disposiciones finales y un anexo.

El **artículo 1** recoge el objeto de la Orden.

Los **artículos 2 a 4** establecen los precios regulados vigentes para el ejercicio 2018. En particular, el artículo 2 determina los peajes de acceso, el artículo 3 establece los precios de los cargos asociados a los costes del sistema de aplicación a las diferentes modalidades de autoconsumo, según el Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, que se desglosan en el anexo I de la propuesta de Orden, y el artículo 4 fija los precios para la financiación de los pagos de capacidad.

Los **artículos 5 a 7** establecen la retribución de las actividades reguladas para el ejercicio 2018. El artículo 5 concierne a las anualidades del desajuste de ingresos para 2018 y la legislación aplicable. El artículo 6 trata de los costes definidos como cuotas con destinos específicos (cuota de la CNMC, tasa de la segunda parte del ciclo nuclear y recargo para la recuperación de la anualidad del déficit 2005). El artículo 7, por su parte, concierne al extracoste de producción en los sistemas eléctricos en los territorios no peninsulares.

El artículo 8 establece la posibilidad de incluir como ingresos liquidables del sistema eléctrico en los ejercicios 2017 y 2018 cantidades procedentes de la cuenta específica de los superávits de ingresos abierta en régimen de depósito por el órgano encargado de las liquidaciones.

Las **dos disposiciones adicionales** establecen:

- Los porcentajes a aplicar a efectos de la información sobre el destino del importe en la factura.
- Un mandato al Operador del sistema para que remita una propuesta de modificación de los procedimientos de operación que resulten de aplicación a los consumidores que presten el servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares

En las **tres disposiciones transitorias** se establecen la retribución del Operador del Mercado y del Operador del Sistema para el ejercicio 2018, así como los correspondientes precios que deben aplicar ambos agentes a los productores, comercializadores y consumidores directos. Por último, en la disposición transitoria tercera se establecen las liquidaciones a cuenta de las actividades de transporte y distribución en tanto no se establezca la retribución de dichas actividades para el ejercicio 2018.

En la **disposición derogatoria** se derogan cuantas disposiciones de igual o inferior rango se opongan a lo dispuesto en la orden.

En las **cuatro disposiciones finales** se recoge la modificación de la Orden ITC/2370/2007, de 26 de julio, por la que se regula el servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad para los consumidores que adquieren su energía en el mercado de producción, la modificación de la Orden ETU/943/2017, de 6 de octubre, por la que se desarrolla el Real Decreto 897/2017, de 6 de octubre,

por el que se regula la figura del consumidor vulnerable, el bono social y otras medidas de protección para los consumidores domésticos de energía eléctrica, la modificación de la Orden ITC/3860/2007, de 28 de diciembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de enero de 2008 y la entrada en vigor de la orden.

Por último, El Anexo I comprende los componentes de los cargos transitorios de aplicación de acuerdo con lo previsto en el Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre.

4. Consideraciones generales

4.1. Sobre las competencias de la CNMC en la determinación de los peajes y cánones

Esta Comisión insiste en la urgente necesidad, puesta de manifiesto en sucesivos informes³, de proceder a aprobar las modificaciones legislativas necesarias para adecuar las competencias de la CNMC a las contenidas en la Directiva y los Reglamentos de desarrollo y a las que tienen el resto de reguladores europeos, poniendo fin de esta manera al procedimiento abierto contra el Reino de España por la incorrecta transposición al ordenamiento español de las Directivas 2009/72/EC y 2009/73/EC.

En este ámbito se debe entender que la Autoridad Regulatoria Nacional⁴ debe determinar tanto la retribución de las actividades reguladas que se financian con cargo a peajes, como la estructura, las condiciones de aplicación de los mismos y las reglas de asignación de la retribución a los precios regulados.

4.2. Consideraciones sobre las previsiones de demanda

En el Cuadro 1 se resumen **las previsiones de demanda en barras de central (b.c.) y en consumo para el cierre del ejercicio 2017 y 2018**, según la información que acompaña a la propuesta de Orden, la información remitida por el Operador del Sistema y las empresas eléctricas a la CNMC y la previsión elaborada por la CNMC en respuesta a la solicitud de información de la DGPEM (véase Anexo I).

³ Entre los más recientes cabe señalar el *Acuerdo por el que se emite informe sobre el Proyecto de Real Decreto por el que se regulan diversos aspectos del Sistema de Gas Natural*, aprobado por la Sala de Supervisión Regulatoria el pasado 13 de junio de 2017 (disponible en <https://www.cnmc.es/expedientes/ipncnmc00617>), el *Informe sobre la Propuesta de Orden por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas y la retribución de las actividades reguladas 2017*, aprobado por la Sala de Supervisión Regulatoria de 21 de diciembre de 2016 (disponible en <https://www.cnmc.es/expedientes/ipncnmc02816>) y el *Informe sobre la Propuesta de Orden por la que se establecen los peajes de acceso de energía eléctrica para 2017*, aprobado por la Sala de Supervisión Regulatoria de 21 de diciembre de 2016 (disponible en <https://www.cnmc.es/expedientes/ipncnmc02916>)

⁴ O el gestor de la red de transporte, según decida la Autoridad Regulatoria Nacional.

Se observa que la demanda en consumo prevista para el cierre del ejercicio 2017 en la propuesta de Orden (239.567 GWh) es inferior (-1.234 GWh) a la demanda prevista por la CNMC (240.801 GWh) pero similar a la demanda prevista por las empresas (239.601 GWh), mientras que para 2018 estima una demanda (241.149 GWh⁵) inferior a la prevista tanto por la CNMC (-1.865 GWh) como por las prevista por las empresas (-278 GWh).

Análogamente, la demanda en b.c. prevista para el cierre del ejercicio 2017 y 2018 en la propuesta de Orden es inferior a las previstas por el operador del sistema (inferiores en -1.620 GWh y -3.293 GWh para el cierre del 2017 y 2018, respectivamente) y por la CNMC (inferiores en -1.991 GWh y -3.219 GWh para el cierre del 2017 y 2018, respectivamente).

Cuadro 1. Previsiones para el cierre de 2017 y 2018 de la demanda en b.c. y en consumo según la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden, el Operador del Sistema, las empresas eléctricas y CNMC

	2016	Previsión de cierre 2017	% variación 2017 sobre 2016	Previsión 2018	% variación 2018 sobre 2017
Demanda b.c.	265.009				
Propuesta de Orden		266.190	0,4%	267.426	0,5%
Operador del Sistema		267.810	1,1%	270.719	1,1%
Empresas distribuidoras (1)		n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Previsión CNMC		268.181	1,2%	270.645	0,9%
Demanda en consumidor final	237.951				
Propuesta de Orden		239.567	0,7%	241.149	0,7%
Operador del Sistema		n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Empresas distribuidoras		239.601	0,7%	241.427	0,8%
Previsión CNMC		240.801	1,2%	243.014	0,9%
Pérdidas implícitas	11,4%				
Propuesta de Orden		11,1%		10,9%	-1,9%
Operador del Sistema		n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Empresas distribuidoras		n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Previsión CNMC		11,4%		11,4%	0,0%

Fuente: CNMC, Empresas, REE y Memoria que acompaña a la propuesta de Orden

La Memoria que acompaña a la propuesta de Orden no proporciona información sobre las variables de facturación previstas para el cierre del ejercicio 2017, por lo que no es posible su valoración.

Respecto de las variables de facturación previstas para el ejercicio 2018, en el Cuadro 2 se comparan las de la propuesta de Orden y las de la CNMC. Se observa que, con carácter general, la potencia facturada⁶ implícita en el

⁵ Se indica que la demanda en consumo prevista para 2018 recogida en el punto 2.2 del Anexo I de la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden no coincide con la demanda en consumo desagregada por grupo tarifario contenida en el Anexo II. Se ha tomado la demanda del Anexo II.

⁶ La potencia facturada se calcula como el cociente entre la facturación del término de potencia y las suma de las potencias contratadas por periodo horario.

escenario de la propuesta de Orden es superior a la que resulta de la previsión de la CNMC, mientras que el consumo previsto para 2018, con carácter general, es inferior al previsto por la CNMC.

Cuadro 2. Previsiones para 2018 sobre el número de clientes, la potencia facturada y el consumo de la propuesta de Orden según la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden, y de la CNMC

Peaje	Previsión MINETAD 2018 (A)			Previsión CNMC 2018 (B)			% variación (A) sobre (B)		
	Nº de clientes	Potencia facturada (MW)	Consumo (GWh)	Nº de clientes	Potencia facturada (MW)	Consumo (GWh)	Nº de clientes	Potencia facturada	Consumo
Baja Tensión	29.383.450	145.273	111.363	29.376.176	143.985	111.990	0,0%	0,9%	-0,6%
Pc (1) ≤ 10 kW	27.797.974	114.277	66.808	27.791.045	113.617	67.179	0,0%	0,6%	-0,6%
2.0 A	24.480.860	98.479	54.168	24.477.677	98.432	54.446	0,0%	0,0%	-0,5%
2.0 DHA	3.310.305	15.762	12.597	3.306.527	15.148	12.686	0,1%	4,1%	-0,7%
2.0 DHS	6.809	36	43	6.840	37	46	-0,5%	-3,2%	-7,1%
10 kW < Pc ≤ 15 kW	827.903	10.285	8.418	827.206	10.217	8.436	0,1%	0,7%	-0,2%
2.1 A	640.548	7.981	5.362	640.328	7.910	5.359	0,0%	0,9%	0,0%
2.1 DHA	186.549	2.294	3.046	186.072	2.297	3.066	0,3%	-0,1%	-0,6%
2.1 DHS	806	10	10	806	10	11	0,1%	-4,2%	-4,2%
Pc > 15 kW (3.0 A)	757.573	20.711	36.137	757.925	20.152	36.376	0,0%	2,8%	-0,7%
Media tensión	109.811	20.080	76.012	109.466	19.988	76.540	0,3%	0,5%	-0,7%
3.1 A	88.410	6.227	16.277	88.429	6.250	16.425	0,0%	-0,4%	-0,9%
6.1 A	20.201	12.637	54.566	19.836	12.541	55.068	1,8%	0,8%	-0,9%
6.1 B	1.200	1.216	5.169	1.200	1.197	5.047	0,0%	1,6%	2,4%
Alta tensión	2.690	9.306	53.774	2.695	9.243	54.484	-0,2%	0,7%	-1,3%
6.2	1.626	3.237	17.855	1.631	3.201	18.049	-0,3%	1,1%	-1,1%
6.3	430	1.927	11.061	430	1.900	11.462	-0,1%	1,4%	-3,5%
6.4 (2)	634	4.142	24.859	634	4.142	24.973	0,0%	0,0%	-0,5%
Total	29.495.951	174.659	241.149	29.488.337	173.216	243.014	0,0%	0,8%	-0,8%

Fuente: CNMC y Memoria que acompaña a la propuesta de Orden

(1) Pc: Potencia contratada

(2) Incluye Trasvase Tajo-Segura

En el Cuadro 3 se compara el consumo y las potencias contratadas por periodo horario previstas para 2018 en la propuesta de Orden, de acuerdo con la Memoria que la acompaña, con los previstos por la CNMC. Según la citada Memoria, la estructura de demanda en consumo y de las potencias contratadas por peaje de acceso se corresponde con las previstas por las empresas para el ejercicio 2018. Al respecto, cabe señalar que el escenario de previsión de la CNMC tiene en cuenta las previsiones recibidas de las empresas, una vez éstas han sido contrastadas con la información disponible por la CNMC.

Respecto de la previsión de potencias contratadas por periodo horario, cabe señalar que las previstas en la propuesta de Orden son superiores a las previstas por la CNMC en todos los periodos horarios, con la excepción de la potencia contratada por los consumidores conectados en baja tensión acogidos a los peajes 2.0 A DHS, 2.1 A DHA y 2.1 A DHS y los periodos 1 y 2 del peaje 3.1 A.

Respecto de la previsión de consumo por periodo horario se observa que, el consumo por periodo horario de la propuesta de orden es inferior al previsto por la CNMC en todos los peajes, con la excepción de los consumidores acogidos al peaje 2.1 A y 6.1 B.

Cuadro 3. Previsión de demanda en consumo para 2018 desagregada por grupo tarifario según la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden

A) Previsión propuesta de Orden

Grupo tarifario	Potencia contratada por periodo horario (MW)						Energía consumido por periodo horario (MW)						Total
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	
Baja tensión	144.423	21.177	22.136				72.767	29.925	8.671				111.363
2.0 A	98.479						54.168						54.168
2.0 A DHA	15.762						4.794	7.803	0				12.597
2.0 A DHS	36						13	12	18				43
2.1 A	7.981						5.362						5.362
2.1 A DHA	2.294						1.090	1.956	0				3.046
2.1 A DHS	10						4	3	3				10
3.0 A	19.861	21.177	22.136				7.337	20.151	8.649				36.137
Media tensión	19.083	19.941	21.423	13.713	13.873	19.502	8.541	13.227	10.207	6.219	7.861	29.958	76.012
3.1 A	5.838	6.493	7.815				3.337	6.569	6.370				16.277
6.1 A	12.096	12.244	12.401	12.500	12.645	17.852	4.751	6.054	3.486	5.644	7.147	27.484	54.566
6.1 B	1.150	1.203	1.207	1.213	1.228	1.650	452	603	350	575	714	2.474	5.169
Alta tensión	8.410	9.021	9.292	9.544	9.634	11.888	3.441	4.968	2.754	4.722	6.166	31.723	53.774
6.2	3.099	3.174	3.219	3.238	3.262	4.227	1.284	1.780	978	1.642	2.101	10.069	17.855
6.3	1.718	1.932	1.954	2.052	2.092	2.468	655	976	563	968	1.264	6.636	11.061
6.4 (1)	3.592	3.915	4.120	4.254	4.279	5.192	1.503	2.212	1.213	2.112	2.801	15.018	24.859
Total	171.916	50.139	52.851	23.257	23.506	31.390	84.749	48.120	21.632	10.941	14.027	61.680	241.149

A) Previsión de la CNMC

Grupo tarifario	Potencia contratada por periodo horario (MW)						Energía consumido por periodo horario (MW)						Total
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	
Baja tensión	143.129	21.007	21.010				73.133	30.123	8.734				111.990
2.0 A	98.432						54.446						54.446
2.0 A DHA	15.148						4.829	7.858					12.686
2.0 A DHS	37						14	12	20				46
2.1 A	7.910						5.359						5.359
2.1 A DHA	2.297						1.097	1.969					3.066
2.1 A DHS	10						4	4	3				11
3.0 A	19.295	21.007	21.010				7.384	20.280	8.711				36.376
Media tensión	18.990	19.880	21.247	13.597	13.757	19.363	8.606	13.297	10.270	6.241	7.965	30.161	76.540
3.1 A	5.857	6.544	7.754				3.386	6.620	6.420				16.425
6.1 A	12.006	12.151	12.304	12.401	12.547	17.728	4.780	6.089	3.509	5.680	7.269	27.742	55.068
6.1 B	1.127	1.185	1.190	1.196	1.210	1.636	440	588	341	561	696	2.419	5.047
Alta tensión	8.350	8.968	9.235	9.485	9.553	11.783	3.488	5.034	2.791	4.784	6.247	32.140	54.484
6.2	3.040	3.154	3.198	3.215	3.240	4.196	1.297	1.799	988	1.660	2.123	10.182	18.049
6.3	1.718	1.900	1.918	2.016	2.034	2.395	682	1.014	584	1.003	1.309	6.872	11.462
6.4 (1)	3.592	3.915	4.120	4.254	4.279	5.192	1.509	2.222	1.219	2.122	2.814	15.086	24.973
Total	170.469	49.856	51.491	23.082	23.310	31.146	85.227	48.454	21.795	11.025	14.212	62.301	243.014

% variación propuesta OM sobre CNMC

Grupo tarifario	Potencia contratada por periodo horario						Energía consumido por periodo horario						Total
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	
Baja tensión	0,9%	0,8%	5,4%				-0,5%	-0,7%	-0,7%				-0,6%
2.0 A	0,0%						-0,5%						-0,5%
2.0 A DHA	4,1%						-0,7%	-0,7%					-0,7%
2.0 A DHS	-3,2%						-5,6%	-5,8%	-9,0%				-7,1%
2.1 A	0,9%						0,0%						0,0%
2.1 A DHA	-0,1%						-0,7%	-0,7%					-0,6%
2.1 A DHS	-4,2%						-3,2%	-3,3%	-6,3%				-0,6%
3.0 A	2,9%	0,8%	5,4%				-0,6%	-0,6%	-0,7%				-4,2%
Media tensión	0,5%	0,3%	0,8%	0,9%	0,8%	0,7%	-0,8%	-0,5%	-0,6%	-0,3%	-1,3%	-0,7%	-0,7%
3.1 A	-0,3%	-0,8%	0,8%				-1,4%	-0,8%	-0,8%				-0,9%
6.1 A	0,7%	0,8%	0,8%	0,8%	0,8%	0,7%	-0,6%	-0,6%	-0,6%	-0,6%	-1,7%	-0,9%	-0,9%
6.1 B	2,0%	1,5%	1,5%	1,4%	1,5%	0,9%	2,8%	2,5%	2,7%	2,5%	2,5%	2,3%	2,4%
Alta tensión	0,7%	0,6%	0,6%	0,6%	0,8%	0,9%	-1,3%	-1,3%	-1,3%	-1,3%	-1,3%	-1,3%	-1,3%
6.2	2,0%	0,6%	0,7%	0,7%	0,7%	0,8%	-1,0%	-1,1%	-1,0%	-1,0%	-1,0%	-1,1%	-1,1%
6.3	0,0%	1,7%	1,9%	1,8%	2,8%	3,1%	-4,0%	-3,7%	-3,6%	-3,5%	-3,5%	-3,4%	-3,5%
6.4 (2)	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	-0,4%	-0,4%	-0,5%	-0,5%	-0,5%	-0,5%	-0,5%
Total	0,8%	0,6%	2,6%	0,8%	0,8%	0,8%	-0,6%	-0,7%	-0,7%	-0,8%	-1,3%	-1,0%	-0,8%

Fuente: CNMC y Memoria que acompaña a la propuesta de Orden

- (1) Pc: Potencia contratada
(2) Incluye Tránsito Tajo-Segura

4.3. Consideraciones sobre las previsiones de ingresos

Según la información que acompaña a la propuesta de Orden los **ingresos previstos para el cierre del ejercicio 2017** ascienden a 17.968 M€, cifra 132,4 M€ superior a la prevista para el ejercicio en la Orden ETU/1976/2016 (17.835,6 M€). Esta diferencia está motivada, fundamentalmente, por los mayores ingresos procedentes de la aplicación de la Ley 15/2012.

Cuadro 4. Previsión de ingresos para el cierre de 2017 según la propuesta de Orden

Ingresos de regulados (miles €)	Orden ETU/1976/2016 [1]	Previsión propuesta OM cierre 2017 [2]	Diferencia [2] - [1]	% variación [2] sobre [1]
Ingresos por peajes de acceso (A)	13.956.043	13.973.241	17.198	0,1%
Ingresos por peajes de consumidores	13.384.546	13.354.199	- 30.347	-0,2%
Fact. Reactiva y exceso de potencia	290.343	293.092	2.749	0,9%
Ingresos por peajes a generadores	130.000	130.000	-	0,0%
Ingresos por fraude	10.000	17.000	7.000	
Ingresos art. 17 Real Decreto 216/2014	11.854	12.250	396	3,3%
Ingresos de conexiones internacionales	129.300	166.700	37.400	28,9%
Ingresos pagos por capacidad (B)	725.062	738.796	13.734	1,9%
Ingresos externos a peajes (C)	3.154.510	3.255.943	101.433	3,2%
Ingresos Ley 15/2012 de medidas fiscales	2.704.510	2.848.943	144.433	5,3%
Ingresos subastas CO2	450.000	407.000	- 43.000	-9,6%
Total ingresos regulados (A) + (B) + (C)	17.835.615	17.967.980	132.365	0,7%

Fuente: Memoria que acompaña a la propuesta de Orden

Respecto de los ingresos previstos para el cierre del ejercicio 2017 se realizan las siguientes consideraciones:

- No es posible valorar los ingresos por peajes de acceso a consumidores y generadores, ya que en la Memoria que acompaña a la Orden no se aporta la información necesaria.
- Los ingresos procedentes de la facturación por energía reactiva y exceso de potencia se corresponden con los previstos por la CNMC, mientras que los ingresos procedentes por peajes de acceso a consumidores resulta de facturar las variables de facturación previstas por las empresas. Se advierte de la inconsistencia entre ambas previsiones.
- Los ingresos por fraude y los ingresos por aplicación del artículo 17 del Real Decreto 2016/2014 son similares a los previstos por la CNMC para el cierre del ejercicio.
- Los ingresos procedentes de los pagos por capacidad son 52,5 M€ superiores a los previstos por la CNMC. Se indica que la CNMC estima estos ingresos como resultado de aplicar a la demanda en b.c. peninsular⁷ los coeficientes de pérdidas publicadas por el Operador del Sistema.

⁷ Conforme al artículo 72.1 del Real Decreto 738/2015, los ingresos de los pagos por capacidad de los consumidores de los sistemas no peninsulares son liquidados por el Operador del Sistema en el procedimiento de liquidaciones de los sistemas no peninsulares.

- Los ingresos externos a peajes son 101,4 M€ superiores a los previstos en la Orden ETU/1976/2016, en línea con las previsiones de la CNMC⁸, y 246 M€ superiores a los previstos en la Ley 3/2017, de 27 de junio, de Presupuestos Generales del Estado para el año 2017. Al respecto se indica que a la fecha de elaboración del presente informe se han superado ya los límites establecidos en la Ley 3/2017, si bien, conforme a la Disposición adicional centésima décima séptima de la citada Ley 3/2017, cabría solicitar la ampliación de crédito hasta la recaudación efectiva.

Los ingresos previstos para 2018 por la aplicación de los peajes de acceso de la propuesta de Orden ascienden a 13.383 M€, de acuerdo con la Memoria. Estos ingresos no incluyen la facturación por energía reactiva y excesos de potencia (293 M€), los peajes a generadores (131 M€), la liquidación del recargo del 20% sobre el PVPC de los clientes en régimen transitorio (12 M€), los ingresos por fraude (17 M€) ni los ingresos por exportaciones y rentas de congestión (166,7 M€). Los ingresos de acceso totales previstos para el ejercicio 2018, resultado de considerar los conceptos anteriores, ascienden a 14.003 M€ (véase Cuadro 5).

⁸ Se indica que la previsión de la CNMC de ingresos procedentes de la Ley 15/2012 se ha actualizado a efectos de considerar el cambio en la cobertura de la demanda peninsular que resulta de la actualización de la demanda de gas natural para 2017 y 2018 del *Informe sobre la propuesta de Orden por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas y la retribución de las actividades reguladas para el año 2018*, aprobado por la Sala de Supervisión Regulatoria de 19 de diciembre de 2017. El importe de los impuestos procedentes de la Ley 15/2012 tras la actualización asciende a 3.294,5 M€ para 2017 y 3.328,5 M€ para 2018. A efectos informativos se indica que en el Informe de previsiones de la CNMC dichos importes ascendía a 3.297,7M€ y 3.329,3 M€, respectivamente.

Cuadro 5. Previsión de ingresos de acceso para 2018 según la propuesta de Orden

Peaje	Nº de clientes	Potencia facturada (MW)	Consumo (GWh)	Facturación (miles €)
Baja Tensión	29.383.450	145.273	111.363	10.038.390
Pc (1) ≤ 10 kW	27.797.974	114.277	66.808	7.047.758
2.0 A	24.480.860	98.479	54.168	6.131.352
2.0 DHA	3.310.305	15.762	12.597	914.183
2.0 DHS	6.809	36	43	2.222
10 kW < Pc ≤ 15 kW	827.903	10.285	8.418	872.132
2.1 A	640.548	7.981	5.362	662.274
2.1 DHA	186.549	2.294	3.046	209.061
2.1 DHS	806	10	10	797
Pc > 15 kW (3.0 A)	757.573	20.711	36.137	2.118.500
Media tensión	109.811	20.080	76.012	2.730.456
3.1 A	88.410	6.227	16.277	829.104
6.1 A	20.201	12.637	54.566	1.765.464
6.1 B	1.200	1.216	5.169	135.888
Alta tensión	2.690	9.306	53.774	614.221
6.2	1.626	3.237	17.855	267.003
6.3	430	1.927	11.061	138.340
6.4 (1)	634	4.142	24.859	208.878
Total	29.495.951	174.659	241.149	13.383.067
Otros ingresos de acceso				619.876
Fact. Reactiva y exceso de potencia				293.176
Ingresos por peajes a generadores				131.000
Ingresos art. 17 Real Decreto 216/2014				12.000
Ingresos por fraude				17.000
Ingresos de conexiones internacionales				166.700
Total ingresos de acceso				14.002.943

Fuente: Memoria que acompaña a la propuesta de Orden

(1) Incluye Tránsito Tajo-Segura

Adicionalmente, según la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden, los ingresos derivados de los pagos por capacidad ascienden a 736,6 M€.

Finalmente, en la Memoria se estiman en 3.410,3 M€ los ingresos procedentes de la subasta de emisiones de CO₂ (estimados en 450 M€) y los ingresos por la aplicación de la Ley de medidas fiscales para la sostenibilidad energética (estimados en 2.960,3 M€).

Los ingresos regulados previstos para 2018, según la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden, ascenderán a 18.149,8 M€, cifra que supera en 181,8 M€ a los previstos para el cierre del ejercicio 2017 (Cuadro 6).

Cuadro 6. Previsión de ingresos regulados para el cierre de 2017 y 2018 según la propuesta de Orden

Ingresos de regulados (miles €)	Previsión propuesta OM cierre 2017 [1]	Previsión propuesta OM 2018 [2]	Diferencia [2] - [1]	% variación [2] sobre [1]
Ingresos por peajes de acceso (A)	13.973.241	14.002.943	29.702	0,2%
Ingresos por peajes de consumidores	13.354.199	13.383.067	28.868	0,2%
Fact. Reactiva y exceso de potencia	293.092	293.176	84	0,0%
Ingresos por peajes a generadores	130.000	131.000	1.000	0,8%
Ingresos por fraude	17.000	17.000	-	0,0%
Ingresos art. 17 Real Decreto 216/2014	12.250	12.000	- 250	-2,0%
Ingresos de conexiones internacionales	166.700	166.700	-	0,0%
Ingresos pagos por capacidad (B)	738.796	736.550	- 2.246	-0,3%
Ingresos externos a peajes (C)	3.255.943	3.410.273	154.330	4,7%
Ingresos Ley 15/2012 de medidas fiscales	2.848.943	2.960.273	111.330	3,9%
Ingresos subastas CO2	407.000	450.000	43.000	10,6%
Total ingresos regulados (A) + (B) + (C)	17.967.980	18.149.766	181.786	1,0%

Fuente: Memoria que acompaña a la propuesta de Orden

Respecto de la previsión de ingresos para el ejercicio 2018, cabe señalar el aumento del 1% respecto de los previstos para el cierre del ejercicio 2017, consecuencia del aumento en 154,3 M€ (+4,7%) de los ingresos procedentes de la aplicación de la Ley 15/2012, sin que en la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden se aporte información que permita valorar dicho incremento.

Adicionalmente, cabe realizar las mismas observaciones que las planteadas para el cierre del ejercicio 2017.

4.4. Consideraciones sobre los costes previstos

En este apartado se analiza, en primer lugar, el desajuste de ingresos de 2017 por ser una partida que pudiera tener un impacto en la actualización de los peajes de acceso para 2018.

En segundo lugar, se resumen los costes previstos para 2018. Cabe indicar que, primero, se exponen las previsiones incluidas en la propuesta de Orden y memoria justificativa y, posteriormente, se incluyen las consideraciones de la CNMC, en su caso, sobre las estimaciones presentadas en la propuesta de Orden.

- **Desajuste del ejercicio 2017**

En el Cuadro 7 se comparan los costes de regulados previstos para el 2017 en la Orden ETU/1976/2016 y los previstos en la propuesta de Orden para el cierre del ejercicio.

Se observa que los **costes de acceso** previstos para el cierre del ejercicio 2017 resultan un 0,4% (72,2 M€) superiores a los previstos en la Orden ETU/1976/2016 debido, fundamentalmente, a que la retribución de actividad de distribución y la retribución específica de las instalaciones de generación peninsulares han resultado superiores en 200 M€ y 111 M€, respectivamente, a las inicialmente previstas, compensado parcialmente por una menor retribución adicional y específica en los sistemas no peninsulares (SNP) (-186,4 M€).

Por otra parte, según la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden en 2017 se incluye el impacto de la Sentencia del Tribunal Supremo, Sala de lo Contencioso-Administrativo, Sección Tercera, de 3 de noviembre de 2016 relativa a los intereses correspondientes al déficit del año 2013 (14 M€) y el impacto de la disposición transitoria octava del Real Decreto 413/2014 (-64 M€). Por último se incluye un fondo de contingencias de 60 M€, inferior en 65 M€ al inicialmente previsto en la Orden ETU/1976/2016. Como resultado, los costes regulados de ejercicios anteriores resultan 65 M€ superiores a los previstos en la Orden IET/1976/2016.

En consecuencia, los **costes regulados** previstos para el cierre del ejercicio 2017 (17.964 M€) superan en 138 M€ (0,8%) a los previstos en la orden IET/1976/2016 (17.826 M€).

Cuadro 7. Comparación de los costes de acceso previstos por el MINETAD para 2017 en la Orden ETU/1976/2016 y en la propuesta de Orden.

Costes del sistema (Miles €)	Orden ETU/1976/2016 [1]	Previsión propuesta OM cierre 2017 [2]	Diferencia [2] - [1]	% variación [2] sobre [1]
Coste Transporte	1.735.090	1.704.700	- 30.390	-1,8%
Coste Distribución	5.157.776	5.357.776	200.000	3,9%
Retribución RECORE Peninsular	6.987.080	7.098.000	110.920	1,6%
Retribución adicional y específica SNP	740.632	554.249	- 186.383	-25,2%
Servicio de interrumpibilidad	8.300	7.698	- 602	-7,3%
Cuotas	20.649	20.901	252	1,2%
Tasa CNMC	20.512	20.763	251	1,2%
2ª parte del ciclo de combustible nuclear	137	138	1	0,7%
Anualidades déficit actividades reguladas	2.838.359	2.816.825	- 21.534	-0,8%
Costes de acceso (A)	17.487.886	17.560.149	72.263	0,4%
Coste Pagos por Capacidad (B)	390.000	394.000	4.000	1,0%
Incentivo a la inversión	n.d.	n.d.		
Incentivo a la disponibilidad	n.d.	n.d.		
Otros costes (+)/ ingresos (-) regulados (C)	- 51.702	10.000	- 65.000	-119,3%
Liquidación definitiva TNP 2015	- 176.702	-	176.702	-100,0%
Sentencia Déficit 2013	-	14.000	14.000	
DT8ª Real Decreto 413/2014	-	- 64.000	- 64.000	
Fondo de contingencias	125.000	60.000	- 65.000	-52,0%
Total costes regulados (D) = (A) + (B)+ (C)	17.826.184	17.964.149	137.965	0,8%

Fuentes: Orden ETU/1976/2016, propuesta de Orden y memoria que la acompaña.

Los costes regulados previstos para el cierre de 2017 en la propuesta de Orden superan en 624 M€ a los previstos por la CNMC para el cierre del ejercicio (véase Anexo I), registrándose las mayores diferencias en los siguientes componentes:

- *Retribución del transporte*

La retribución del transporte supera en 36 M€ a la prevista por la CNMC para el cierre del ejercicio 2017. Al respecto, esta comisión se remite al “Acuerdo por el que se emite informe sobre la propuesta de orden por la que se establece la retribución de las empresas titulares de instalaciones de transporte de energía eléctrica para el año 2017” aprobado por la Sala de Supervisión Regulatoria de la CNMC el 5 de octubre de 2017.

En el cuadro inferior se muestra la citada retribución de las empresas transportistas, incluyendo el incentivo a la disponibilidad.

Cuadro 8. Retribución del transporte. Año 2017

Empresa	Retribución del transporte (miles €)
Red Eléctrica de España, S.A.	1.640.821
Unión Fenosa Distribución, S.A.	27.124
Vall De Sóller Energía, S.L.U.	653
Total	1.668.598

Fuente: CNMC

- *Retribución de la distribución*

La retribución de la distribución, según la Memoria que acompaña a la propuesta de orden asciende a 5.357,7 M€, cifra que supera en 128 M€ a la prevista por la CNMC para el cierre del ejercicio. Esta diferencia se debe a que en la previsión de la propuesta de Orden se incluye el impacto de la Sentencia de 25 de octubre de 2017, dictada por el Tribunal Supremo respecto al recurso contencioso-administrativo interpuesto contra la Orden IET/2660/2015, de 11 de diciembre, aspecto no considerado en la propuesta de la CNMC.

Adicionalmente, se indica que el importe de la propuesta de Orden difiere ligeramente de la que aparece en la *"Propuesta de orden por la que se fija la retribución de las empresas de distribución de energía eléctrica para el año 2017 y se establece la metodología de cálculo del parámetro λ_{ibase} , definido en el artículo 11 del real decreto 1048/2013, de 27 de diciembre"*.

A este respecto, es preciso señalar que actualmente la CNMC se encuentra inmersa en el desarrollo de la citada propuesta retributiva recibida el 7 de diciembre. Entre otras cuestiones, cabe exponer que el trámite de audiencia al Consejo Consultivo de Electricidad no finaliza hasta el próximo día 22 de diciembre de 2017, mientras que el plazo para presentar alegaciones establecido por el MINETAD se prolonga hasta el 4 de enero de 2018. Tan pronto se ultimen los trabajos en curso y se disponga de una mejor información, esta será remitida con el preceptivo informe.

No obstante, dado que la mejor información disponible es la que aparece en la propuesta de orden por la que se fija la retribución de las empresas de distribución de energía eléctrica para el año 2017, será dicho valor el que se debe considerar, el cual asciende a 5.353.336 miles de €.

- *Retribución de la producción renovable, cogeneración de alta eficiencia y residuos (RECORE) instalaciones localizadas en la peninsular*

La Memoria que acompaña la propuesta de Orden prevé «*un coste anual de 7.098 millones de euros*» en concepto de retribución RECORE para el cierre

del ejercicio 2017. Esta partida, que no incluye los ingresos regulados contemplados para las instalaciones de estas tecnologías ubicadas en los territorios no peninsulares, supera en 57 M€ la cifra comparable estimada por la CNMC; el Anexo I de la citada Memoria no detalla el motivo de la diferencia en dicha previsión.

- *Retribución adicional y específica de las instalaciones localizadas en Sistemas No Peninsulares (SNP)*

La Memoria que acompaña la propuesta de Orden prevé una partida correspondiente a la compensación del extracoste en los TNP con cargo al Sistema Eléctrico para el cierre del ejercicio 2017 que asciende a unos 554 M€. Ahora bien, el Acuerdo de 31 de octubre de esta CNMC proponía el reconocimiento de unos 527 M€, de los cuales 67 M€ corresponderían a la retribución específica y el resto a la adicional. No se explicita qué otros conceptos podrían suponer la diferencia resultante de en torno a 26,7 M€.

- *Impacto de la Liquidación definitiva de los SNP correspondiente a 2015*

La propuesta de Orden no incluye en el ejercicio 2017 (pero sí en el 2018) el impacto de la Liquidación definitiva de los TNP correspondiente al ejercicio 2015, lo que según las estimaciones de la CNMC supondrían 302 M€ menos de coste, incluyendo el impacto de la financiación del 50% de la retribución específica de las instalaciones localizadas en los sistemas no peninsulares con cargo a los Presupuestos Generales del Estado (PGE), aspecto no considerado en las liquidaciones provisionales del ejercicio 2015.

- *Impacto de las Sentencias del Tribunal Supremo relativas a los intereses correspondientes al déficit del año 2013*

La propuesta de Orden incluye el impacto de las Sentencias del Tribunal Supremo de 3 de noviembre de 2016 (sentencia núm. 2357/2016) y de 27 de marzo de 2017 (sentencia núm. 521/2017) por las que se reconoce el derecho a las empresas financiadoras del déficit correspondiente al ejercicio 2013 a que se les reconozcan intereses desde la fecha de aportación de las cantidades con las que financiaron el déficit de 2013. Conforme a la metodología de cálculo establecida por la CNMC, aprobada por la Sala de Supervisión Regulatoria el pasado 16 de noviembre de 2017, el impacto de sendas sentencias asciende a 14,7 M€.

- *Fondo de contingencia*

Según la información aportada en la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden en el ejercicio 2017 se incluye un fondo de contingencia de 60 M€ destinado a atender las necesidades que pudieran darse en el caso de que la ampliación de crédito hasta la recaudación efectiva prevista en la Disposición adicional centésima décima séptima de la Ley 3/2017, de 27 de junio, de Presupuestos Generales del Estado para el año 2017 no fuera concedida.

Al respecto cabe señalar que, el fondo de contingencia previsto en la propuesta de Orden es inferior en 186 M€ a la diferencia entre los ingresos procedentes de la Ley 15/2012 previstos en la propuesta de Orden (3.256 M€) y el límite presupuestario de los ingresos derivados de la Ley 15/2012 establecido en la Ley 3/2017 (3.010 M€).

En el Cuadro 9 se muestra el **desajuste previsto para 2017** según la Memoria de la propuesta de Orden. Se observa que según dicha información los ingresos previstos para el cierre de 2017 serían suficientes para cubrir los costes previstos y se generaría un desajuste positivo de 3,8 M€.

Cuadro 9. Desajuste previsto para el cierre del ejercicio 2017 según la información que acompaña a la propuesta de Orden

Costes e ingresos del sistema (Miles €)	Orden ETU/1976/2016 [1]	Previsión propuesta OM cierre 2017 [2]	Diferencia [2] - [1]	% variación [2] sobre [1]
Ingresos peajes acceso (A)	13.956.043	13.973.241	17.198	0,1%
Ingresos por peajes de consumidores	13.674.889	13.647.291	- 27.598	-0,2%
Ingresos por peajes a generadores	130.000	130.000	-	0,0%
Ingresos por fraude	10.000	17.000	7.000	70,0%
Ingresos art. 17 Real Decreto 216/2014	11.854	12.250		
Ingresos de conexiones internacionales	129.300	166.700	37.400	28,9%
Ingresos Pagos por capacidad (B)	725.062	738.796	13.734	1,9%
Ingresos externos a peajes (C)	3.154.510	3.255.943	101.433	3,2%
Ingresos Ley 15/2012 de medidas fiscales	2.704.510	2.848.943	144.433	5,3%
Ingresos subastas CO2	450.000	407.000	- 43.000	-9,6%
Total ingresos regulados (D) = (A) + (B) + (C)	17.835.615	17.967.980	132.365	0,7%
Costes regulados (E)	17.826.184	17.964.149	137.965	0,8%
Costes de acceso	17.487.886	17.560.149	72.263	0,4%
Coste de pagos por capacidad	390.000	394.000	4.000	1,0%
Otros costes regulados	- 51.702	10.000	61.702	-119,3%
Desajuste de actividades reguladas (D) - (E)	9.431	3.830	- 5.601	-59,4%

Fuente: Memoria que acompaña a la propuesta de Orden.

• Costes previstos para 2018

En el Cuadro 10 se comparan los costes previstos para el cierre de 2017 y 2018 según la información que acompaña a la propuesta de Orden. Según dicha información, se prevé un incremento de los **costes de acceso** del 2,5% (445,9 M€), motivado, fundamentalmente, por el aumento de la retribución adicional y específica de los sistemas no peninsulares (225,8 M€) y, en menor medida, por el incremento de la retribución de la distribución (117,4 M€), de la retribución específica de las instalaciones situadas en territorio peninsular (52 M€) y de la retribución del transporte (38,5 M€).

Los **costes totales** previstos para 2018, una vez incorporado el coste de los pagos por capacidad (394 M€) y considerando el impacto de los ingresos y costes extraordinarios (-210 M€), ascienden 18.147,8 M€, cifra que supera en 183,6 M€ (+1,0%) a los costes previstos para el cierre del ejercicio 2017 (17.964,2 M€).

Cuadro 10. Comparación de los costes de acceso previstos para el cierre de 2017 y 2018, según la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden

Costes del sistema (Miles €)	Previsión propuesta OM cierre 2017 [1]	Previsión propuesta OM 2018 [2]	Diferencia [2] - [1]	% variación [2] sobre [1]
Coste Transporte	1.704.700	1.743.230	38.530	2,3%
Coste Distribución	5.357.776	5.475.194	117.418	2,2%
Retribución RECORE peninsular	7.098.000	7.150.000	52.000	0,7%
Retribución adicional y específica SNP	554.249	780.077	225.828	40,7%
Servicio de interrumpibilidad	7.698	7.000	- 698	-9,1%
Cuotas	20.901	20.946	45	0,2%
Tasa CNMC	20.763	20.807	44	0,2%
2ª parte del ciclo de combustible nuclear	138	139	1	0,7%
Anualidades déficit actividades reguladas	2.816.825	2.829.564	12.739	0,5%
Costes de acceso (A)	17.560.149	18.006.011	445.862	2,5%
Pagos por Capacidad (B)	394.000	352.460	- 41.540	-10,5%
Otros costes regulados (C)	10.000	- 210.676	- 317.176	-2206,8%
Liquidación definitiva SNP 2015 (1)	-	- 303.176	- 303.176	-100,0%
Sentencia Tribunal Supremo Déficit 2013	14.000		- 14.000	-100,0%
DT8ª Real Decreto 413/2014	- 64.000	2.500	66.500	-103,9%
Fondo de contingencias	60.000	90.000	30.000	50,0%
Total costes regulados (D) = (A) + (B)+ (C)	17.964.149	18.147.795	183.646	1,0%

Fuente: Propuesta de Orden y Memoria que acompaña a la propuesta de Orden.

Nota:

(1) La Liquidación definitiva de los SNP incluye la retribución adicional y el impacto de la financiación del 50% de la retribución específica de las instalaciones localizadas en los sistemas no peninsulares con cargo a los Presupuestos Generales del Estado.

Respecto de los costes previstos para el ejercicio 2018 se realizan las siguientes consideraciones:

- *Retribución del transporte*

La retribución del transporte de la propuesta de Orden supera en 61,5 M€ a la prevista por esta Sala. Esta diferencia se debe a discrepancias existentes entre el criterio de la CNMC y del Ministerio respecto de la retribución fijada para Red Eléctrica de España, S.A. en la Orden IET/981/2015 (véase el epígrafe 5.8 del presente informe).

- *Retribución de la distribución*

La retribución de la distribución de la propuesta de Orden supera en 245 M€ a la estimada por la CNMC en su Informe de previsiones. Como se ha indicado la diferencia está motivada por el impacto de la Sentencia de 25 de octubre de 2017, dictada por el Tribunal Supremo.

- *Retribución de la producción renovable, cogeneración de alta eficiencia y residuos (RECORE)*

La Memoria que acompaña la propuesta de Orden prevé un coste anual de 7.150 millones de euros en concepto de retribución RECORE para el ejercicio 2018, lo cual supone un incremento de 52 M€ respecto a la cifra estimada para el cierre del 2017. Dicho aumento se justifica mediante el posible impacto de la anulación⁹ de determinados artículos y Anexos de la Orden ETU/555/2017, de 15 de junio, relativa a la retribución de las instalaciones de tratamiento de purines. Se considera oportuno trasladar esta variación, que no pudo ser considerada entonces, a la previsión realizada en su momento por la CNMC, lo que resultaría en una retribución RECORE (TNP excluidos¹⁰) por importe de 7.093 M€.

- *Retribución adicional de los Sistemas No Peninsulares*

El artículo 7 de la propuesta de Orden prevé que el 50% de la compensación del extracoste de la actividad de producción en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares financiada con cargo al sistema eléctrico ascienda a 780 M€ en el ejercicio 2018, importe que supera en casi 226 M€ el previsto para el cierre del 2017 y en más de 44 M€ el incluido en la Ley 3/2017, de 27 de junio, de Presupuestos Generales del Estado para 2017.

Según lo establecido en la Disposición adicional decimoquinta¹¹ de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, implícitamente la

⁹ Según Auto del 8 de noviembre de 2017 de la Sección Tercera de la Sala de lo Contencioso-Administrativo del Tribunal Supremo, se anula lo referido a la reducción de la vida útil regulatoria de las instalaciones de tratamiento de purines (artículo 5), a la disposición transitoria única (periodificación de las reliquidaciones) y al número de horas equivalentes de funcionamiento mínimo del Anexo I, apartado 2, así como de las horas equivalentes de funcionamiento recogidas en el Anexo III.

¹⁰ Por otra parte, en el Anexo IV, apartado 3, del Acuerdo de 31 de octubre se realiza una previsión de los costes del régimen retributivo específico para el cierre de 2017 y para 2018, con el correspondiente desglose por potencia, energía, retribución por inversión, retribución por operación y retribución total, desagregada por tecnología, para el total nacional y para cada uno de los sistemas —peninsular, insulares y extrapeninsulares—.

¹¹ La Disposición adicional decimoquinta (‘Financiación del extracoste de la actividad de la actividad de producción en los sistemas eléctricos en los territorios no peninsulares’) de la Ley del Sector Eléctrico establece que, desde el 1 de enero de 2014, el 50 por ciento de los extracostes derivados de la actividad de producción de energía eléctrica desarrollada en los sistemas eléctricos de los TNP será financiado con cargo a los PGE. El último inciso de la citada disposición establece la complementariedad de las dos fuentes de financiación —PGE

propuesta atribuiría idéntica cuantía a la compensación del extracoste financiada con cargo a los PGE de 2018, si bien a este respecto cabe recordar que la actual situación de prórroga automática de los citados PGE de 2017 mantendría la compensación vigente con cargo a PGE en 736 M€.

Asimismo, los citados 780 M€ superarían en 75 M€ el importe contenido en la Memoria acreditativa que la CNMC elabora en cumplimiento del mandato dispuesto en el artículo 3¹² del Real Decreto 680/2014, de 1 de agosto. En efecto, con fecha 13 de junio de 2017, la Sala de Supervisión Regulatoria aprobó el «Acuerdo por el que se aprueba la memoria acreditativa para la previsión de la compensación presupuestaria de los extracostes de producción de energía eléctrica en los sistemas eléctricos aislados de los territorios no peninsulares en el ejercicio 2018 [INF/DE/068/17]». Su apartado 4 `Previsión de la retribución total financiada con cargo a PGE del ejercicio 2018` estimaba en unos 705 M€ dicha compensación presupuestaria en 2018¹³, correspondiendo casi 67 M€ a la retribución específica y el resto a la adicional.

Por su parte, la Memoria que acompaña la propuesta de Orden especifica que el otro 50% de la compensación (la parte financiada con cargo al

e ingresos propios del sistema eléctrico, respectivamente— cuando determina que «en todo caso el sistema de liquidaciones del sistema eléctrico gestionado por el órgano encargado de la liquidación actuará como mecanismo de financiación subsidiario, teniendo, sólo a estos efectos, la naturaleza de costes del sistema eléctrico.»

¹² El artículo 3 (‘Procedimiento para la determinación de la cuantía de las compensaciones presupuestarias de los sistemas aislados no peninsulares’) del Real Decreto 680/2014, de 1 de agosto, por el que se regula el procedimiento de presupuestación, reconocimiento, liquidación y control de los extracostes de la producción de energía eléctrica en los sistemas eléctricos aislados de los territorios no peninsulares con cargo a los Presupuestos Generales del Estado, establece que «[...] el órgano encargado de las liquidaciones, sobre la base de la previsión facilitada por el operador del sistema [...], remitirá al Ministerio de Industria, Energía y Turismo [hoy Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital] una memoria en la que se documente la estimación de la cuantificación de la compensación calculada de acuerdo con los siguientes criterios: a) La compensación prevista por el extracoste de la actividad de producción [...] en el ejercicio siguiente se realizará considerando las previsiones mensuales de liquidaciones del despacho de estos sistemas; b) La desviación definitiva entre el extracoste en que efectivamente se ha incurrido en un ejercicio y la previsión que fue utilizada [...], cuantificada con carácter definitivo por resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas por la que se apruebe la cuantía de los costes de generación y la compensación definitiva correspondiente al extracoste [...], todo ello correspondiente al primero de los ejercicios que se encuentren pendientes de liquidar definitivamente.» Asimismo, dispone que «La información será remitida por el Ministerio de Industria, Energía y Turismo a la Dirección General de Presupuestos del Ministerio de Hacienda y Administraciones Públicas [hoy Ministerio de Hacienda y Función Pública] antes del 15 de junio de cada ejercicio.»

¹³ Esta previsión no contemplaba una posible desviación entre el extracoste definitivo reconocido con cargo a PGE de 2014 y la correspondiente previsión utilizada en su día respecto al mismo, según lo previsto en el artículo 3.2.b) del citado Real Decreto 680/2014, de 1 de agosto, pues tal desviación no ha podido aún ser cuantificada con carácter definitivo mediante la correspondiente resolución de la DGPEM.

sistema) incluye los extracostes de generación derivados de la producción de energía eléctrica a partir de instalaciones con derecho a la percepción tanto del régimen retributivo adicional como del régimen retributivo específico (que se corresponden muy aproximadamente con aquellas pertenecientes a las categorías A¹⁴ y B¹⁵, respectivamente, conforme con la clasificación establecida por el artículo 2, 'Ámbito de aplicación', del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio¹⁶, si bien no detalla el reparto entre ambas categorías).

Por último, según las estimaciones de la CNMC realizadas a partir de la última información disponible con motivo del repetido Acuerdo de 31 de octubre¹⁷, la retribución adicional y específica de las instalaciones de generación situadas en los TNP ascendería a apenas 595 M€, cifra sustancialmente inferior a la recogida en la propuesta de Orden, sin perjuicio del impacto que pudieran tener posibles revisiones al alza del coste reconocido a los combustibles fósiles.

- *Costes asociados a los pagos por capacidad*

La Memoria que acompaña a la propuesta de Orden prevé un coste de 352,5 M€. Según la memoria se ha tenido en cuenta la Orden ETU/1133/2017 que modifica el servicio de disponibilidad en su disposición final segunda. Al respecto se indica que en el informe de previsiones de la CNMC la cuantía prevista para el 2018 era de 375,8 M€ cifra que no incluye las modificaciones de la Orden ETU/1133/2017 por haberse publicado con posterioridad.

- *Reconocimiento de costes definitivos de los SNP correspondiente a 2015*

La Memoria que acompaña la propuesta de Orden prevé una partida correspondiente a la regularización del ejercicio 2015 que asciende a unos -303 M€, importe muy próximo al estimado por la CNMC. No obstante, según las previsiones de la CNMC, el impacto de la liquidación definitiva los costes de los TNP correspondiente a 2015 se trasladaría al ejercicio 2017.

¹⁴ Según el artículo 2.a): «Dentro de esta categoría se incluyen los grupos de generación hidroeléctricos no fluyentes y térmicos que utilicen como fuentes de energía carbón, hidrocarburos, biomasa, biogás, geotermia, residuos y energías residuales procedentes de cualquier instalación, máquina o proceso industrial cuya finalidad no sea la producción de energía eléctrica, así como las instalaciones de cogeneración de potencia neta superior a 15 MW.»

¹⁵ Según el artículo 2.b): «Dentro de este grupo se incluyen las instalaciones de generación no incluidas en el párrafo anterior que utilicen fuentes de energía renovables e instalaciones de cogeneración de potencia neta inferior o igual a 15 MW.»

¹⁶ Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica y el procedimiento de despacho en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares.

¹⁷ El apartado 2.3 y el Anexo IV (cuadros IV.6 y IV.13) del citado Acuerdo de 31 de octubre estimaban la retribución de la producción en los TNP entre 2015 y 2018.

- *Anualidades para la financiación del desajuste*

Las anualidades para la financiación del desajuste se corresponden con las contenidas en el Informe de previsiones de la CNMC. Se indica que como consecuencia de la actualización del tipo de interés se hace necesaria la actualización de las anualidades correspondientes al desajuste del déficit 2005, el déficit ex ante y FADE (véase epígrafe 5.4).

- *Fondo de contingencias*

Los costes previstos para 2018 incluyen 90 M€, en concepto de Fondo de contingencias, destinado, según se justifica en la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden a atender las necesidades imprevistas que pudieran producirse en un ejercicio. Al respecto se recuerda la limitación establecida en el artículo 13.3 de la Ley 24/2013.

4.5. Sobre la suficiencia de los ingresos para cubrir los costes previstos para 2018

En el Cuadro 11 se presenta el escenario de ingresos y costes previstos en la Memoria que acompaña la propuesta de Orden. Se observa que, según el escenario de ingresos y costes de la propuesta de Orden, los ingresos del sistema serían suficientes para cubrir los costes de acceso previstos para 2018.

Cuadro 11. Escenario de ingresos y costes previstos para 2017 según la memoria que acompaña a la propuesta de Orden

Costes e ingresos del sistema (Miles €)	Previsión 2018
Ingresos peajes acceso (A)	14.002.943
Ingresos por peajes de consumidores	13.676.243
Ingresos por peajes a generadores	131.000
Ingresos art. 17 RD 216/2014	17.000
Ingresos por fraude	12.000
Ingresos de conexiones internacionales	166.700
Ingresos Pagos por capacidad (B)	736.550
Ingresos externos a peajes (C)	3.410.273
Ingresos Ley 15/2012 de medidas fiscales	2.960.273
Ingresos subastas CO2	450.000
Total ingresos regulados (D) = (A) + (B) + (C)	18.149.766
Costes regulados (E)	18.147.795
Costes de acceso	18.006.011
Coste de pagos por capacidad	352.460
Otros costes regulados	- 210.676
Desajuste de actividades reguladas (D) - (E)	1.971

Fuente: propuesta de Orden y Memoria que la acompaña

5. Consideraciones particulares

5.1. Artículo 2. Peajes de acceso.

La propuesta de Orden mantiene en 2018 los precios de la Orden IET/107/2014, de la Orden IET/2444/2014 y la Orden IET/2735/2015 lo que es conforme al artículo 19.5 de la Ley 24/2013, en tanto en cuanto impide la reducción de los cargos mientras existan deudas pendientes de ejercicios anteriores.

5.2. Artículo 3. Precios de los cargos asociados a los costes del sistema de aplicación a las diferentes modalidades de autoconsumo

En el Artículo 3 de la propuesta de Orden se actualizan los precios de los cargos asociados a los costes del sistema y otros servicios que deben ser de aplicación a las modalidades de autoconsumo según lo previsto en la disposición transitoria primera del Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las

modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo, que son establecidos en el Anexo I.

En particular, los términos fijos de los cargos de los consumidores conectados en baja tensión con potencia contratada no superior a 10 kW se reducen un 13,4% respecto de los establecidos en la Orden ETU/1976/2016, los términos fijos de los consumidores conectados en baja tensión con potencia contratada comprendida entre 10 y 15 kW se reducen un 7,5%, mientras que los cargos del resto de consumidores registran reducciones inferiores, con la excepción de los precios del periodo 1 del peaje 6.4 y el periodo 2 de los peajes 3.0 A, 3.1 A, 6.1 B, 6.2 y 6.3. Por su parte, los términos variables de los cargos transitorios por energía autoconsumida registran reducciones respecto de los establecidos en Orden ETU/1976/2016 comprendidas entre el 2,9% y el 4,4% para los consumidores de baja tensión y entre el 1,8% y el 5,4% para el resto de los consumidores (véase Cuadro 12). Cabe señalar, por una parte el incremento del 9,1% en el periodo 2 del peaje 3.1 A y, por otra parte, las reducciones del 100% en los periodos 1, 2 y 3 de los peajes 6.1 A, 6.1 B y 6.4.

Cuadro 12. Precios de los términos de potencia y energía de los cargos de la Orden ETU/1976/2016 y de la propuesta de Orden

Peaje de acceso	Cargos transitorios de la Orden ETU/1976/2016. Términos de potencia y energía						Propuesta de Orden. Términos de potencia y energía						% variación de la Propuesta de Orden vs. Orden ETU/1976/2016					
	Cargo fijo transitorio (€/kW y año)						Cargo fijo (€/kW y año)						Cargo fijo					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 A (Pc ≤ 10 kW)	8,144129						7,055173						-13,4%					
2.0 DHA (Pc ≤ 10 kW)	8,144129						7,055173						-13,4%					
2.0 DHS (Pc ≤ 10 kW)	8,144129						7,055173						-13,4%					
2.1 A (10< Pc ≤ 15 kW)	14,545413						13,456457						-7,5%					
2.1 DHA (10< Pc ≤ 15 kW)	14,545413						13,456457						-7,5%					
2.1 DHS (10< Pc ≤ 15 kW)	14,545413						13,456457						-7,5%					
3.0 A (Pc > 15 kW)	31,925550	5,878730	14,207985				31,604926	5,202811	14,132099				-1,0%	-11,5%	-0,5%			
3.1 A (1 kV a 36 kV)	35,952537	6,717794	4,985851				35,106813	5,633442	4,862681				-2,4%	-16,1%	-2,5%			
6.1 A (1 kV a 30kV)	22,169359	7,844864	9,790954	11,926548	14,278122	4,882162	21,551296	7,417218	9,625486	11,838861	14,276080	4,821776	-2,8%	-5,5%	-1,7%	-0,7%	0,0%	-1,2%
6.1 B (30 kV a 36kV)	14,050921	3,782129	6,817708	8,953302	11,304876	3,525577	13,432858	3,354483	6,652240	8,865615	11,302834	3,465191	-4,4%	-11,3%	-2,4%	-1,0%	0,0%	-1,7%
6.2 (36 kV a 72,5 kV)	9,082012	1,409534	4,372144	6,352856	8,073738	2,442188	8,605762	1,057009	4,235821	6,288673	8,072230	2,396281	-5,2%	-25,0%	-3,1%	-1,0%	0,0%	-1,9%
6.3 (72,5 kV a 145 kV)	9,279523	2,535841	3,909548	5,479569	6,893947	1,911493	8,928548	2,283428	3,799622	5,428825	6,892716	1,865990	-3,8%	-10,0%	-2,8%	-1,0%	0,0%	-2,4%
6.4 (Mayor o igual a 145 kV)	2,815509	0,000000	1,718359	3,467606	4,990376	0,970612	2,418858	0,000000	1,598121	3,411078	4,989307	0,922548	-14,1%	0,0%	-7,0%	-1,6%	0,0%	-5,0%

Peaje de acceso	Cargo transitorio por energía autoconsumida (€/kWh)						Cargo transitorio por energía autoconsumida (€/kWh)						Cargo transitorio por energía autoconsumida					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
	2.0 A (Pc ≤ 10 kW)	0,043187						0,041728						-3,4%				
2.0 DHA (Pc ≤ 10 kW)	0,057144	0,006148					0,055412	0,000000					-3,0%	-100,0%				
2.0 DHS (Pc ≤ 10 kW)	0,057938	0,006430	0,006112				0,055824	0,000000	0,005913				-3,6%	-100,0%	-3,3%			
2.1 A (10< Pc ≤ 15 kW)	0,054883						0,053147						-3,2%					
2.1 DHA (10< Pc ≤ 15 kW)	0,068081	0,015450					0,066092	0,014794					-2,9%	-4,2%				
2.1 DHS (10< Pc ≤ 15 kW)	0,068875	0,018220	0,011370				0,066604	0,017424	0,010953				-3,3%	-4,4%	-3,7%			
3.0 A (Pc > 15 kW)	0,020588	0,013696	0,008951				0,019960	0,013196	0,008590				-3,0%	-3,6%	-4,0%			
3.1 A (1 kV a 36 kV)	0,015301	0,009998	0,012035	0,009164	0,009986	0,006720	0,014761	0,010906	0,012094	0,008884	0,009808	0,006497	-3,5%	9,1%	0,5%			
6.1 A (1 kV a 30kV)	0,011775	0,011336	0,007602	0,009164	0,009986	0,006720	0,000000	0,010588	0,000000	0,007985	0,009226	0,006133	-100,0%	-6,8%	-100,0%	-3,1%	-1,8%	-3,3%
6.1 B (30 kV a 36kV)	0,011775	0,008312	0,007322	0,008260	0,009403	0,006349	0,000000	0,000000	0,000000	0,007985	0,009226	0,006133	-100,0%	-100,0%	-100,0%	-3,3%	-1,9%	-3,4%
6.2 (36 kV a 72,5 kV)	0,012669	0,011554	0,007881	0,008377	0,008716	0,006245	0,011989	0,011069	0,007514	0,008149	0,008542	0,006050	-5,4%	-4,2%	-4,7%	-2,7%	-2,0%	-3,1%
6.3 (72,5 kV a 145 kV)	0,015106	0,012816	0,008530	0,008510	0,008673	0,006278	0,014524	0,012385	0,008191	0,008290	0,008500	0,006088	-3,9%	-3,4%	-4,0%	-2,6%	-2,0%	-3,0%
6.4 (Mayor o igual a 145 kV)	0,011775	0,008531	0,007322	0,007788	0,008257	0,006104	0,000000	0,000000	0,000000	0,007569	0,008085	0,005920	-100,0%	-100,0%	-100,0%	-2,8%	-2,1%	-3,0%

Fuente: Orden ETU/1976/2016 y propuesta de Orden

La variación de los precios de los términos de energía del cargo transitorio por energía autoconsumida está motivada por la reducción de los precios de los servicios de ajuste, el precio del servicio de interrumpibilidad y los términos variables de los cargos asociados a los costes del sistema (véanse Cuadro 13 y Cuadro 14).

Cuadro 13. Componentes de los cargos transitorios de la Orden ETU/1976/2016 y de la propuesta de Orden

Paño de acceso	Cargos transitorios de la Orden ETU/1976/2016. Términos de potencia y energía						Propuesta de Orden. Términos de potencia y energía						% variación de la Propuesta de Orden respecto Orden IET/2735/2015					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
	€/kWh y año						Cargos fijos (€/kWh y año)						Cargos fijos					
2.0 A (Pc ≤ 10 kW)	8,144129						7,055173						-13,4%					
2.0 DHA (Pc ≤ 10 kW)	8,144129						7,055173						-13,4%					
2.0 DHS (Pc ≤ 10 kW)	8,144129						7,055173						-13,4%					
2.1 A (10c Pc ≤ 15 kW)	14,545413						13,456457						-7,5%					
2.1 DHA (10c Pc ≤ 15 kW)	14,545413						13,456457						-7,5%					
2.1 DHS (10c Pc ≤ 15 kW)	14,545413						13,456457						-7,5%					
3.0 A (Pc > 15 kW)	31,925550	5,878730	14,207985				31,604926	5,202811	14,132099				-1,0%	-11,5%	-0,5%			
3.1 A (1 kV a 36 kV)	35,952337	6,717794	4,985851				35,108813	5,633442	4,862681				-2,4%	-16,1%	-2,5%			
6.1 A (1 kV a 30 kV)	22,169359	7,844864	6,790954	11,926548	14,278122	4,882162	21,551296	7,417218	6,254866	11,838861	14,276080	4,821776	-2,8%	-5,5%	-1,7%	-0,7%	0,0%	-1,2%
6.1 B (30 kV a 36 kV)	14,050921	3,782129	6,817708	8,953302	11,304876	3,525577	13,432858	3,354483	6,652240	8,865615	11,302834	3,465191	-4,4%	-11,3%	-2,4%	-1,0%	0,0%	-1,7%
6.2 (36 kV a 72,5 kV)	9,082012	1,409534	4,372144	6,352856	8,073738	2,442188	8,605762	1,057009	4,235821	6,288673	8,072230	2,396281	-5,2%	-25,0%	-3,1%	-1,0%	0,0%	-1,9%
6.3 (72,5 kV a 145 kV)	9,279523	2,538441	3,909548	5,479569	6,893947	1,911493	8,928548	2,283428	3,799622	5,426825	6,892716	1,865990	-3,8%	-10,0%	-2,8%	-1,0%	0,0%	-2,4%
6.4 (Mayor o igual a 145 kV)	2,815059	0,000000	1,718359	3,467606	4,990376	0,970612	2,418858	0,000000	1,598121	3,411078	4,989307	0,922548	-14,1%	0,0%	-7,0%	-1,8%	0,0%	-5,0%
	Componente de cargo variable asociado a los costes del sistema (€/kWh)						Componente de cargo variable asociado a los costes del sistema (€/kWh) (r)						Componente de cargo variable asociado a los costes del sistema					
2.0 A (Pc ≤ 10 kW)	0,032214						0,031925						-3,9%					
2.0 DHA (Pc ≤ 10 kW)	0,047629	0,000000					0,045498	0,000000					-3,3%	0,0%				
2.0 DHS (Pc ≤ 10 kW)	0,047629	0,000000	0,000125				0,045979	0,000000	0,000095				-4,1%	0,0%	-23,7%			
2.1 A (10c Pc ≤ 15 kW)	0,044909						0,043344						-3,5%					
2.1 DHA (10c Pc ≤ 15 kW)	0,057967	0,009301					0,056147	0,008616	0,000000				-3,1%	-5,2%				
2.1 DHS (10c Pc ≤ 15 kW)	0,058761	0,011790	0,005382				0,056660	0,011164	0,005135				-3,6%	-5,3%	-4,6%			
3.0 A (Pc > 15 kW)	0,006850	0,004048	0,003550				0,006412	0,003718	0,003359				-6,4%	-8,2%	-5,4%			
3.1 A (1 kV a 36 kV)	0,003526	0,001191	0,006691				0,003156	0,002269	0,006620				-10,5%	90,5%	-3,4%			
6.1 A (1 kV a 30 kV)	0,000000	0,000324	0,000280	0,002337	0,003158	0,001376	0,000000	0,002426	0,000000	0,002226	0,003151	0,001324	0,0%	-19,8%	-100,0%	-4,7%	-0,2%	-8,5%
6.1 B (30 kV a 36 kV)	0,000000	0,000000	0,000000	0,001433	0,002575	0,001005	0,000000	0,000000	0,000000	0,001328	0,002568	0,000960	0,0%	0,0%	0,0%	-7,3%	-0,3%	-4,5%
6.2 (36 kV a 72,5 kV)	0,000894	0,003242	0,000559	0,001550	0,001888	0,000902	0,000384	0,002927	0,000362	0,001491	0,001884	0,000876	-57,0%	-9,7%	-35,2%	-3,8%	-0,2%	-2,9%
6.3 (72,5 kV a 145 kV)	0,003331	0,004504	0,001208	0,001683	0,001845	0,000934	0,002919	0,004243	0,001039	0,001633	0,001843	0,000915	-12,4%	-5,8%	-14,0%	-3,0%	-0,1%	-2,0%
6.4 (Mayor o igual a 145 kV)	0,000000	0,000219	0,000000	0,000960	0,001429	0,000761	0,000000	0,000000	0,000000	0,000912	0,001427	0,000747	0,0%	-100,0%	0,0%	-5,0%	-0,2%	-1,8%
	Pagos por capacidad (€/kWh)						Pagos por capacidad (€/kWh)						Pagos por capacidad					
2.0 A (Pc ≤ 10 kW)	0,004630						0,004630						0,0%					
2.0 DHA (Pc ≤ 10 kW)	0,004771	0,000805					0,004771	0,000805					0,0%	0,0%				
2.0 DHS (Pc ≤ 10 kW)	0,004771	0,001087	0,000644				0,004771	0,001087	0,000644				0,0%	0,0%	0,0%			
2.1 A (10c Pc ≤ 15 kW)	0,004630						0,004630						0,0%					
2.1 DHA (10c Pc ≤ 15 kW)	0,004771	0,000805					0,004771	0,000805					0,0%	0,0%				
2.1 DHS (10c Pc ≤ 15 kW)	0,004771	0,001087	0,000644				0,004771	0,001087	0,000644				0,0%	0,0%	0,0%			
3.0 A (Pc > 15 kW)	0,006432	0,003463	0,000000				0,006432	0,003463	0,000000				0,0%	0,0%	0,0%			
3.1 A (1 kV a 36 kV)	0,006432	0,002969	0,001979	0,001484	0,001484	0,000000	0,006432	0,002969	0,001979	0,001484	0,001484	0,000000	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
6.1 A (1 kV a 30 kV)	0,006432	0,002969	0,001979	0,001484	0,001484	0,000000	0,006432	0,002969	0,001979	0,001484	0,001484	0,000000	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
6.1 B (30 kV a 36 kV)	0,006432	0,002969	0,001979	0,001484	0,001484	0,000000	0,006432	0,002969	0,001979	0,001484	0,001484	0,000000	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
6.2 (36 kV a 72,5 kV)	0,006432	0,002969	0,001979	0,001484	0,001484	0,000000	0,006432	0,002969	0,001979	0,001484	0,001484	0,000000	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
6.3 (72,5 kV a 145 kV)	0,006432	0,002969	0,001979	0,001484	0,001484	0,000000	0,006432	0,002969	0,001979	0,001484	0,001484	0,000000	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
6.4 (Mayor o igual a 145 kV)	0,006432	0,002969	0,001979	0,001484	0,001484	0,000000	0,006432	0,002969	0,001979	0,001484	0,001484	0,000000	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
	Otros servicios (€/kWh)						Otros servicios (€/kWh)						Otros servicios					
2.0 A (Pc ≤ 10 kW)	0,005344						0,005173						-3,2%					
2.0 DHA (Pc ≤ 10 kW)	0,005344	0,005344					0,005173	0,005173					-3,2%	-3,2%				
2.0 DHS (Pc ≤ 10 kW)	0,005344	0,005344	0,005344				0,005173	0,005173	0,005173				-3,2%	-3,2%	-3,2%			
2.1 A (10c Pc ≤ 15 kW)	0,005344						0,005173						-3,2%					
2.1 DHA (10c Pc ≤ 15 kW)	0,005344	0,005344					0,005173	0,005173					-3,2%	-3,2%				
2.1 DHS (10c Pc ≤ 15 kW)	0,005344	0,005344	0,005344				0,005173	0,005173	0,005173				-3,2%	-3,2%	-3,2%			
3.0 A (Pc > 15 kW)	0,005344	0,005344	0,005344				0,005173	0,005173	0,005173				-3,2%	-3,2%	-3,2%			
3.1 A (1 kV a 36 kV)	0,005344	0,005344	0,005344				0,005173	0,005173	0,005173	0,005173	0,005173	0,005173	-3,2%	-3,2%	-3,2%	-3,2%	-3,2%	-3,2%
6.1 A (1 kV a 30 kV)	0,005344	0,005344	0,005344	0,005344	0,005344	0,005344	0,005173	0,005173	0,005173	0,005173	0,005173	0,005173	-3,2%	-3,2%	-3,2%	-3,2%	-3,2%	-3,2%
6.1 B (30 kV a 36 kV)	0,005344	0,005344	0,005344	0,005344	0,005344	0,005344	0,005173	0,005173	0,005173	0,005173	0,005173	0,005173	-3,2%	-3,2%	-3,2%	-3,2%	-3,2%	-3,2%
6.2 (36 kV a 72,5 kV)	0,005344	0,005344	0,005344	0,005344	0,005344	0,005344	0,005173	0,005173	0,005173	0,005173	0,005173	0,005173	-3,2%	-3,2%	-3,2%	-3,2%	-3,2%	-3,2%
6.3 (72,5 kV a 145 kV)	0,005344	0,005344	0,005344	0,005344	0,005344	0,005344	0,005173	0,005173	0,005173	0,005173	0,005173	0,005173	-3,2%	-3,2%	-3,2%	-3,2%	-3,2%	-3,2%
6.4 (Mayor o igual a 145 kV)	0,005344	0,005344	0,005344	0,005344	0,005344	0,005344	0,005173	0,005173	0,005173	0,005173	0,005173	0,005173	-3,2%	-3,2%	-3,2%	-3,2%	-3,2%	-3,2%
	Cargos transitorios por energía autoconsumida (€/kWh)						Cargos transitorios por energía autoconsumida (€/kWh)						Cargos transitorios por energía autoconsumida					
2.0 A (Pc ≤ 10 kW)	0,043187						0,041728						-3,4%					
2.0 DHA (Pc ≤ 10 kW)	0,057144	0,006148					0,055412	0,000000					-3,0%	-100,0%				
2.0 DHS (Pc ≤ 10 kW)	0,057938	0,006430	0,006112				0,055824	0,000000	0,005913				-3,6%	-100,0%	-3,3%			
2.1 A (10c Pc ≤ 15 kW)	0,054883						0,053147						-3,2%					
2.1 DHA (10c Pc ≤ 15 kW)	0,068081	0,015450					0,066092	0,014794					-2,9%	-4,2%				
2.1 DHS (10c Pc ≤ 15 kW)	0,068875	0,018220	0,011370				0,066604	0,017424	0,010953				-3,3%	-4,4%	-3,7%			
3.0 A (Pc > 15 kW)	0,020568	0,013696	0,008951				0,019960	0,013196	0,008590				-3,0%	-3,6%	-4,0%			
3.1 A (1 kV a 36 kV)	0,015301	0,009998	0,012035				0,014761	0,010906	0,012094				-3,5%	9,1%	0,5%			
6.1 A (1 kV a 30 kV)	0,011775	0,011336	0,007602	0,009164	0,009986	0,006720	0,000000	0,010568	0,000000	0,008884	0,009808	0,006497	-100,0%	-6,8%	-100,0%	-3,1%	-1,8%	-3,3%
6.1 B (30 kV a 36 kV)	0,011775	0,008312	0,007322	0,008260	0,009403	0,006349	0,000000	0,000000	0,000000	0,007985	0,009226	0,006133	-100,0%	-100,0%	-100,0%	-3,3%	-1,9%	-3,4%
6.2 (36 kV a 72,5 kV)	0,012689	0,011554	0,007881	0,008377	0,008716	0,006245	0,011989	0,011069	0,007514	0,008149	0,008542	0,006950	-5,4%	-4,2%	-4,7%	-2,7%	-2,0%	-3,1%
6.3 (72,5 kV a 145 kV)	0,015106	0,012816	0,008530	0,008510	0,008													

Cuadro 14. Detalle de los componentes incluidos en Otros servicios de la Orden ETU/1976/2016 y de la propuesta de Orden

Otros servicios	Orden ETU/1976/2016 [1]	Propuesta OM Previsión 2018 [2]	Diferencia [2] - [1]	% variación [2] sobre [1]
Retribución Operador del Mercado	0,00002476	0,00002476	0,00000000	0,0%
Retribución Operador del sistema	0,00010865	0,00010865	0,00000000	0,0%
Servicio de interrumpibilidad	0,00200000	0,00193000	-0,00007000	-3,5%
Servicios de ajuste	0,00321000	0,00311000	-0,00010000	-3,1%
Total	0,00534341	0,00517341	-0,00017000	-3,2%

Fuente: Memoria que acompaña a la propuesta OM

Según la información que acompaña a la propuesta de Orden los cargos transitorios por otros costes del sistema resultan de deducir a los peajes de acceso vigentes los peajes de transporte y distribución calculados a partir de la información que acompaña a la Memoria de la Circular 3/2014, de 2 de julio, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte y distribución de electricidad.

Dado que en la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden no se da información sobre los peajes de transporte y distribución empleados, se va a proceder al cálculo de los peajes de transporte y distribución implícitos en la Orden ETU/1976/2016 y en la propuesta de Orden como resultado de restar a los términos fijos y variables de los peajes de acceso los términos fijos y variables de los cargos asociados a la financiación de los costes del sistema, esto es, una vez deducidos el coste de los pagos por capacidad, servicio de interrumpibilidad, Operador del Mercado, Operador del Sistema y Servicios de Ajuste a efectos de su valoración.

En el Cuadro 15 y en el Cuadro 16 se muestran los peajes de transporte y distribución implícitos en la Orden ETU/1976/2016 y en la propuesta de Orden, respectivamente, y en el Cuadro 17 se muestra la variación de la propuesta de Orden respecto de los peajes de transporte y distribución vigentes. Se observa que los términos fijos de los peajes de transporte y distribución implícitos en la propuesta de Orden aumentan un 3,6% respecto de los peajes de transporte y distribución implícitos en la Orden ETU/1976/2016 (con la excepción del periodo 2 del peaje 6.4), a efectos de asegurar la suficiencia de los mismos para recuperar la retribución del transporte y la distribución previstas para 2018 (véase Cuadro 17).

Adicionalmente los términos variables aumentan entre un 4,3% y un 35,8% en baja tensión con la excepción del periodo 2 del peaje 2.0 DHA y 2.0 DHS. En alta tensión los términos variables aumentan entre un 2,9% y un 21,7% con la excepción del periodo 2 y 3 del peaje 3.1 A.

Cuadro 15. Términos fijos y variables de los peajes de transporte y distribución implícitos en los peajes de acceso vigentes

Peajes de acceso vigentes (A)												
Peaje de acceso	Término fijo del peaje de acceso (€/kW y año)						Término variable del peaje de acceso (€/kWh)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 A (Pc ≤ 10 kW)	38,043426						0,044027					
2.0 DHA (Pc ≤ 10 kW)	38,043426						0,062012	0,002215				
2.0 DHS (Pc ≤ 10 kW)	38,043426						0,062012	0,002879	0,000886			
2.1 A (10< Pc ≤ 15 kW)	44,444710						0,057360					
2.1 DHA (10< Pc ≤ 15 kW)	44,444710						0,074568	0,013192				
2.1 DHS (10< Pc ≤ 15 kW)	44,444710						0,074568	0,017809	0,006596			
3.0 A (Pc > 15 kW)	40,728885	24,437330	16,291555				0,018762	0,012575	0,004670			
6.1 A (1 kV a 36 kV)	59,173468	36,490689	8,367731				0,014335	0,012754	0,007805			
6.1 B (30 kV a 36kV)	39,139427	19,586654	14,334178	14,334178	14,334178	6,540177	0,026674	0,019921	0,010615	0,005283	0,003411	0,002137
6.2 (36 kV a 72,5 kV)	31,020989	15,523919	11,360932	11,360932	11,360932	5,183592	0,021822	0,016297	0,008685	0,004322	0,002791	0,001746
6.3 (72,5 kV a 145 kV)	22,158348	11,088763	8,115134	8,115134	8,115134	3,702649	0,015587	0,011641	0,006204	0,003087	0,001993	0,001247
6.4 (Mayor o igual a 145 kV)	18,916198	9,466286	6,927750	6,927750	6,927750	3,160887	0,015048	0,011237	0,005987	0,002979	0,001924	0,001206
	13,706285	6,859077	5,019707	5,019707	5,019707	2,290315	0,008465	0,007022	0,004025	0,002285	0,001475	0,001018

Cargos de la Orden ETU/1976/2016 (B)												
Peaje de acceso	Término fijo del cargo (€/kW y año)						Componente de cargo variable asociado a los costes del sistema (€/kWh)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 A (Pc ≤ 10 kW)	8,144129						0,037864					
2.0 DHA (Pc ≤ 10 kW)	8,144129						0,053990	0,000000				
2.0 DHS (Pc ≤ 10 kW)	8,144129						0,054901	0,000000	0,000135			
2.1 A (10< Pc ≤ 15 kW)	14,545413						0,051197					
2.1 DHA (10< Pc ≤ 15 kW)	14,545413						0,066546	0,010296	0,000000			
2.1 DHS (10< Pc ≤ 15 kW)	14,545413						0,067458	0,013487	0,005845			
3.0 A (Pc > 15 kW)	31,925550	5,878730	14,207985				0,007898	0,004639	0,003930			
6.1 A (1 kV a 36 kV)	35,952537	6,717794	4,985851				0,003759	0,001268	0,007012			
6.1 B (30 kV a 36kV)	22,169359	7,844864	9,790954	11,926548	14,278122	4,882162	0,000000	0,003223	0,000298	0,002484	0,003357	0,001451
6.2 (36 kV a 72,5 kV)	14,050921	3,782129	6,817708	8,953302	11,304876	3,525577	0,000000	0,000000	0,000000	0,001523	0,002737	0,001060
6.3 (72,5 kV a 145 kV)	9,082012	1,409534	4,372144	6,352856	8,073738	2,442188	0,000937	0,003394	0,000584	0,001618	0,001972	0,000936
6.4 (Mayor o igual a 145 kV)	9,279523	2,535841	3,909548	5,479569	6,893947	1,911493	0,003444	0,004652	0,001247	0,001735	0,001903	0,000959
	2,815509	0,000000	1,718359	3,467606	4,990376	0,970612	0,000000	0,000223	0,000000	0,000977	0,001454	0,000771

Peajes de transporte y distribución implícitos en los peajes vigentes (A) - (B)												
Peaje de acceso	Término fijo del peaje de T&D (€/kW y año)						Término variable del peaje de T&D (€/kWh)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 A (Pc ≤ 10 kW)	29,899297						0,006163					
2.0 DHA (Pc ≤ 10 kW)	29,899297						0,008022	0,002215				
2.0 DHS (Pc ≤ 10 kW)	29,899297						0,007111	0,002879	0,000751			
2.1 A (10< Pc ≤ 15 kW)	29,899297						0,006163					
2.1 DHA (10< Pc ≤ 15 kW)	29,899297						0,008022	0,002896				
2.1 DHS (10< Pc ≤ 15 kW)	29,899297						0,007110	0,004322	0,000751			
3.0 A (Pc > 15 kW)	8,803335	18,558600	2,083570				0,010864	0,007936	0,000740			
6.1 A (1 kV a 36 kV)	23,220931	29,772895	3,381880				0,010576	0,011486	0,000793			
6.1 B (30 kV a 36kV)	16,970068	11,741790	4,543224	2,407630	0,056056	1,658015	0,026674	0,016698	0,010317	0,002799	0,000054	0,000686
6.2 (36 kV a 72,5 kV)	16,970068	11,741790	4,543224	2,407630	0,056056	1,658015	0,021822	0,016297	0,008685	0,002799	0,000054	0,000686
6.3 (72,5 kV a 145 kV)	13,076336	9,679229	3,742990	1,762278	0,041396	1,260461	0,014650	0,008247	0,005620	0,001469	0,000021	0,000311
6.4 (Mayor o igual a 145 kV)	9,636675	6,930445	3,018202	1,448181	0,033803	1,249394	0,011604	0,006585	0,004740	0,001244	0,000021	0,000247
	10,890776	6,859077	3,301348	1,552101	0,029331	1,319703	0,008465	0,006799	0,004025	0,001308	0,000021	0,000247

Fuente: Orden IET/107/2014, Orden IET/2444/2014, Orden IET/2735/2015 y la Orden ETU/1976/2016

Cuadro 16. Términos fijos y variables de los peajes de transporte y distribución implícitos en la propuesta de Orden

Peajes de acceso vigentes (A)												
Peaje de acceso	Término fijo del peaje de acceso (€/kW y año)						Término variable del peaje de acceso (€/kWh)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 A (Pc ≤ 10 kW)	38,043426						0,044027					
2.0 DHA (Pc ≤ 10 kW)	38,043426						0,062012	0,002215				
2.0 DHS (Pc ≤ 10 kW)	38,043426						0,062012	0,002879	0,000886			
2.1 A (10< Pc ≤ 15 kW)	44,444710						0,057360					
2.1 DHA (10< Pc ≤ 15 kW)	44,444710						0,074568	0,013192				
2.1 DHS (10< Pc ≤ 15 kW)	44,444710						0,074568	0,017809	0,006596			
3.0 A (Pc > 15 kW)	40,728885	24,437330	16,291555				0,018762	0,012575	0,004670			
3.1 A (1 kV a 36 kV)	59,173468	36,490689	8,367731				0,014335	0,012754	0,007805			
6.1 A (1 kV a 30kV)	39,139427	19,586654	14,334178	14,334178	14,334178	6,540177	0,026674	0,019921	0,010615	0,005283	0,003411	0,002137
6.1 B (30 kV a 36kV)	31,020989	15,523919	11,360932	11,360932	11,360932	5,183592	0,021822	0,016297	0,008685	0,004322	0,002791	0,001746
6.2 (36 kV a 72,5 kV)	22,158348	11,088763	8,115134	8,115134	8,115134	3,702649	0,015587	0,011641	0,006204	0,003087	0,001993	0,001247
6.3 (72,5 kV a 145 kV)	18,916198	9,466286	6,927750	6,927750	6,927750	3,160887	0,015048	0,011237	0,005987	0,002979	0,001924	0,001206
6.4 (Mayor o igual a 145 kV)	13,706285	6,859077	5,019707	5,019707	5,019707	2,290315	0,008465	0,007022	0,004025	0,002285	0,001475	0,001018

Cargos de la Propuesta de Orden (B)												
Peaje de acceso	Término fijo del cargo (€/kW y año)						Componente de cargo variable asociado a los costes del sistema (€/kWh)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 A (Pc ≤ 10 kW)	7,055173						0,036395					
2.0 DHA (Pc ≤ 10 kW)	7,055173						0,052197	0,000000				
2.0 DHS (Pc ≤ 10 kW)	7,055173						0,052669	0,000000	0,000103			
2.1 A (10< Pc ≤ 15 kW)	13,456457						0,049412					
2.1 DHA (10< Pc ≤ 15 kW)	13,456457						0,064457	0,009759				
2.1 DHS (10< Pc ≤ 15 kW)	13,456457						0,065046	0,012772	0,005577			
3.0 A (Pc > 15 kW)	31,604926	5,202811	14,132099				0,007393	0,004261	0,003718			
3.1 A (1 kV a 36 kV)	35,106813	5,633442	4,862681				0,003364	0,002414	0,007252	0,000000	0,000000	0,000000
6.1 A (1 kV a 30kV)	21,551296	7,417218	9,625486	11,838861	14,276080	4,821776	0,000000	0,002586	0,000000	0,002366	0,003350	0,001395
6.1 B (30 kV a 36kV)	13,432858	3,354483	6,652240	8,865615	11,302834	3,465191	0,000000	0,000000	0,000000	0,001412	0,002730	0,001012
6.2 (36 kV a 72,5 kV)	8,605762	1,057009	4,235821	6,288673	8,072230	2,396281	0,000403	0,003065	0,000379	0,001557	0,001967	0,000909
6.3 (72,5 kV a 145 kV)	8,926548	2,283428	3,799622	5,426825	6,892716	1,865990	0,003018	0,004383	0,001072	0,001684	0,001900	0,000940
6.4 (Mayor o igual a 145 kV)	2,418858	0,000000	1,598121	3,411078	4,989307	0,922548	0,000000	0,000000	0,000000	0,000928	0,001451	0,000757

Peajes de transporte y distribución implícitos en los peajes de la propuesta de Orden (A) - (B)												
Peaje de acceso	Término fijo del peaje de T&D (€/kW y año)						Término variable del peaje de T&D (€/kWh)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 A (Pc ≤ 10 kW)	30,988253						0,007632					
2.0 DHA (Pc ≤ 10 kW)	30,988253						0,009815	0,002215				
2.0 DHS (Pc ≤ 10 kW)	30,988253						0,009343	0,002879	0,000783			
2.1 A (10< Pc ≤ 15 kW)	30,988253						0,007948					
2.1 DHA (10< Pc ≤ 15 kW)	30,988253						0,010111	0,003433				
2.1 DHS (10< Pc ≤ 15 kW)	30,988253						0,009522	0,005037	0,001019			
3.0 A (Pc > 15 kW)	9,123959	19,234519	2,159456				0,011369	0,008314	0,000952			
3.1 A (1 kV a 36 kV)	24,066655	30,857247	3,505050				0,010971	0,010340	0,000553			
6.1 A (1 kV a 30kV)	17,588131	12,169436	4,708692	2,495317	0,058098	1,718401	0,026674	0,017335	0,010615	0,002917	0,000061	0,000742
6.1 B (30 kV a 36kV)	17,588131	12,169436	4,708692	2,495317	0,058098	1,718401	0,021822	0,016297	0,008685	0,002910	0,000061	0,000734
6.2 (36 kV a 72,5 kV)	13,552586	10,031754	3,879313	1,826461	0,042904	1,306368	0,015184	0,008576	0,005825	0,001530	0,000026	0,000338
6.3 (72,5 kV a 145 kV)	9,987650	7,182858	3,128128	1,500925	0,035034	1,294897	0,012030	0,006854	0,004915	0,001295	0,000024	0,000266
6.4 (Mayor o igual a 145 kV)	11,287427	6,859077	3,421586	1,608629	0,030400	1,367767	0,008465	0,007022	0,004025	0,001357	0,000024	0,000261

Fuente: Orden IET/107/2014, Orden IET/2444/2014, Orden IET/2735/2015, Orden ETU/1976/2016 y propuesta de Orden

Cuadro 17. Términos fijos y variables de los peajes de transporte y distribución implícitos en los peajes de acceso vigentes y en los peajes de acceso de la propuesta de Orden

Peaje de acceso	Peajes de T&D vigentes Orden ETU/1976/2016						Peajes de T&D de la propuesta de Orden						% variación de la Propuesta de Orden respecto Orden ETU/1976/2016					
	Término fijo (€/kW y año)						Término fijo (€/kW y año)						Término fijo					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 A (Pc ≤ 10 kW)	29,899297						30,988253						3,6%					
2.0 DHA (Pc ≤ 10 kW)	29,899297						30,988253						3,6%					
2.0 DHS (Pc ≤ 10 kW)	29,899297						30,988253						3,6%					
2.1 A (10⁰- Pc ≤ 15 kW)	29,899297						30,988253						3,6%					
2.1 DHA (10⁰- Pc ≤ 15 kW)	29,899297						30,988253						3,6%					
2.1 DHS (10⁰- Pc ≤ 15 kW)	29,899297						30,988253						3,6%					
3.0 A (Pc > 15 kW)	8,803335	18,558600	2,083570				9,123959	19,234519	2,159456				3,6%	3,6%	3,6%			
3.1 A (1 kV a 36 kV)	23,220931	29,772895	3,381880				24,066655	30,857247	3,505050				3,6%	3,6%	3,6%			
6.1 A (1 kV a 30kV)	16,970068	11,741790	4,543224	2,407630	0,056056	1,658015	17,588131	12,169436	4,708692	2,495317	0,058098	1,718401	3,6%	3,6%	3,6%	3,6%	3,6%	3,6%
6.1 B (30 kV a 36kV)	16,970068	11,741790	4,543224	2,407630	0,056056	1,658015	17,588131	12,169436	4,708692	2,495317	0,058098	1,718401	3,6%	3,6%	3,6%	3,6%	3,6%	3,6%
6.2 (36 kV a 72,5 kV)	13,076336	9,679229	3,742990	1,762278	0,041396	1,260461	13,552586	10,031754	3,879313	1,826461	0,042904	1,306368	3,6%	3,6%	3,6%	3,6%	3,6%	3,6%
6.3 (72,5 kV a 145 kV)	9,636675	6,930445	3,018202	1,448181	0,033803	1,249394	9,987650	7,182858	3,128128	1,500925	0,035034	1,294897	3,6%	3,6%	3,6%	3,6%	3,6%	3,6%
6.4 (Mayor o igual a 145 kV)	10,890776	6,859077	3,301348	1,552101	0,029331	1,319703	11,287427	6,859077	3,421586	1,608629	0,030400	1,367767	3,6%	0,0%	3,6%	3,6%	3,6%	3,6%

Peaje de acceso	Término variable (€/kWh)						Término variable (€/kWh)						Término variable					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
	2.0 A (Pc ≤ 10 kW)	0,006163						0,007632						23,8%				
2.0 DHA (Pc ≤ 10 kW)	0,008022	0,002215					0,009815	0,002215					22,3%	0,0%				
2.0 DHS (Pc ≤ 10 kW)	0,007111	0,002879	0,000751				0,009343	0,002879	0,000783				31,4%	0,0%	4,3%			
2.1 A (10⁰- Pc ≤ 15 kW)	0,006163						0,007948						29,0%					
2.1 DHA (10⁰- Pc ≤ 15 kW)	0,008022	0,002896					0,010111	0,003433					26,0%	18,5%				
2.1 DHS (10⁰- Pc ≤ 15 kW)	0,007110	0,004322	0,000751				0,009522	0,005037	0,001019				33,3%	16,6%	35,8%			
3.0 A (Pc > 15 kW)	0,010864	0,007936	0,000740				0,011369	0,008314	0,000952				4,6%	4,8%	28,6%			
3.1 A (1 kV a 36 kV)	0,010576	0,011486	0,000793				0,010971	0,010340	0,000553				3,7%	-10,0%	-30,3%			
6.1 A (1 kV a 30kV)	0,026674	0,016698	0,010317	0,002799	0,000054	0,000686	0,026674	0,017335	0,010615	0,002917	0,000061	0,000742	0,0%	3,8%	2,9%	4,2%	14,7%	8,0%
6.1 B (30 kV a 36kV)	0,021822	0,016297	0,008685	0,002799	0,000054	0,000686	0,021822	0,016297	0,008685	0,002910	0,000061	0,000734	0,0%	0,0%	0,0%	4,0%	14,2%	7,0%
6.2 (36 kV a 72,5 kV)	0,014650	0,008247	0,005620	0,001469	0,000021	0,000311	0,015184	0,008576	0,005825	0,001530	0,000026	0,000338	3,6%	4,0%	3,7%	4,2%	21,7%	8,6%
6.3 (72,5 kV a 145 kV)	0,011604	0,006585	0,004740	0,001244	0,000021	0,000247	0,012030	0,006854	0,004915	0,001295	0,000024	0,000266	3,7%	4,1%	3,7%	4,1%	11,3%	8,0%
6.4 (Mayor o igual a 145 kV)	0,008465	0,006799	0,004025	0,001308	0,000021	0,000247	0,008465	0,007022	0,004025	0,001357	0,000024	0,000261	0,0%	3,3%	0,0%	3,8%	10,7%	5,6%

Fuente: Orden IET/107/2014, Orden IET/2444/2014, Orden IET/2735/2015, Orden ETU/1976/2016 y propuesta de Orden

En el Cuadro 18 se comparan los peajes de transporte y distribución que resultan de aplicar la Circular 3/2014, de 2 de julio, de la CNMC, por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte y distribución de electricidad, considerando los calendarios establecidos en la Orden ITC/2794/2007 y la retribución de la propuesta de Orden con los peajes de acceso implícitos en la propuesta de Orden. Cabe señalar que los términos fijos de los peajes de transporte y distribución implícitos en la propuesta de Orden son superiores a los que resultan de aplicar la Circular 3/2014 para los consumidores conectados en baja tensión e inferiores para el resto de consumidores exceptuando el periodo 1 del peaje 6.4, el periodo 2 de los peajes 6.1 A, 6.1 B, 6.2 y 6.4 y el periodo 3 del peaje 3.1 A. Respecto de los términos variables de los peajes de transporte y distribución de la propuesta de Orden cabe señalar que, con carácter general, son superiores a los que resulta de aplicar en la Circular 3/2014 en los periodos 1 y 2 e inferiores en el resto de los periodos.

Cuadro 18. Términos fijos y variables de los peajes de transporte y distribución resultantes de aplicar la Circular 3/2014 considerando los calendarios de la Orden ITC/2794/2007 y de los implícitos en la propuesta de Orden

Peaje de acceso	Peajes de T&D resultantes de aplicar la Circular 3/2014						Peajes de T&D de la propuesta de Orden						% variación de la Propuesta de Orden respecto Circular 3/2014					
	Término fijo (€/kW y año)						Término fijo (€/kW y año)						Término fijo					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 A (Pc ≤ 10 kW)	28,752084						30,988253						7,8%					
2.0 DHA (Pc ≤ 10 kW)	28,752084						30,988253						7,8%					
2.0 DHS (Pc ≤ 10 kW)	28,752084						30,988253						7,8%					
2.1 A (10< Pc ≤ 15 kW)	28,752084						30,988253						7,8%					
2.1 DHA (10< Pc ≤ 15 kW)	28,752084						30,988253						7,8%					
2.1 DHS (10< Pc ≤ 15 kW)	28,752084						30,988253						7,8%					
3.0 A (Pc > 15 kW)	9,575735	18,667964	1,288813				9,123959	19,234519	2,159456				-4,7%	3,0%	67,6%			
3.1 A (1 kV a 36 kV)	30,878747	34,228205	3,065803				24,066655	30,857247	3,505050				-22,1%	-9,8%	14,3%			
6.1 A (1 kV a 30kV)	25,208680	11,615492	10,143486	10,143486	3,837593	3,837593	17,588131	12,169436	4,708692	2,495317	0,058098	1,718401	-30,2%	4,8%	-53,6%	-75,4%	-98,5%	-55,2%
6.1 B (30 kV a 36kV)	25,208680	11,615492	10,143486	10,143486	3,837593	3,837593	17,588131	12,169436	4,708692	2,495317	0,058098	1,718401	-30,2%	4,8%	-53,6%	-75,4%	-98,5%	-55,2%
6.2 (36 kV a 72,5 kV)	15,581740	9,261876	6,473115	6,473115	2,540581	2,540581	13,552586	10,031754	3,879313	1,826461	0,042904	1,306368	-13,0%	8,3%	-40,1%	-71,8%	-98,3%	-48,6%
6.3 (72,5 kV a 145 kV)	13,922251	7,710728	5,131161	5,131161	2,425756	2,425756	9,987650	7,182858	3,128128	1,500925	0,035034	1,294897	-28,3%	-6,8%	-39,0%	-70,7%	-98,6%	-46,6%
6.4 (Mayor o igual a 145 kV)	11,070519	6,837588	4,102745	4,102745	1,910073	1,910073	11,287427	6,859077	3,421586	1,608629	0,030400	1,367767	2,0%	0,3%	-16,6%	-60,8%	-98,4%	-28,4%

Peaje de acceso	Término variable (€/kWh)						Término variable (€/kWh)						Término variable					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 A (Pc ≤ 10 kW)	0,006525						0,007632						17,0%					
2.0 DHA (Pc ≤ 10 kW)	0,007974	0,003475					0,009815	0,002215					23,1%	-36,2%				
2.0 DHS (Pc ≤ 10 kW)	0,008055	0,004918	0,001293				0,009343	0,002879	0,000783				16,0%	-41,5%	-39,5%			
2.1 A (10< Pc ≤ 15 kW)	0,006525	0,000000	0,000000				0,007948						21,8%					
2.1 DHA (10< Pc ≤ 15 kW)	0,007974	0,003475	0,000000				0,010111	0,003433					26,8%	-1,2%				
2.1 DHS (10< Pc ≤ 15 kW)	0,008055	0,004918	0,001293				0,009522	0,005037	0,001019				18,2%	2,4%	-21,2%			
3.0 A (Pc > 15 kW)	0,010054	0,007764	0,001260				0,011369	0,008314	0,000952				13,1%	7,1%	-24,5%			
3.1 A (1 kV a 36 kV)	0,007888	0,008346	0,000957				0,010971	0,010340	0,000553				39,1%	23,9%	-42,2%			
6.1 A (1 kV a 30kV)	0,023769	0,011812	0,012808	0,009142	0,001327	0,001153	0,026674	0,017335	0,010615	0,002917	0,000061	0,000742	12,2%	46,8%	-17,1%	-68,1%	-95,4%	-35,7%
6.1 B (30 kV a 36kV)	0,023769	0,011812	0,012808	0,009142	0,001327	0,001153	0,021822	0,016297	0,008685	0,002910	0,000061	0,000734	-8,2%	38,0%	-32,2%	-68,2%	-95,4%	-36,3%
6.2 (36 kV a 72,5 kV)	0,012740	0,006185	0,006673	0,004853	0,000749	0,000616	0,015184	0,008576	0,005825	0,001530	0,000026	0,000338	19,2%	38,7%	-12,7%	-68,5%	-96,5%	-45,2%
6.3 (72,5 kV a 145 kV)	0,011376	0,005653	0,006023	0,004487	0,000674	0,000554	0,012030	0,006854	0,004915	0,001295	0,000024	0,000268	5,7%	21,3%	-18,4%	-71,1%	-96,5%	-52,0%
6.4 (Mayor o igual a 145 kV)	0,009382	0,004807	0,004807	0,003849	0,000563	0,000459	0,008465	0,007022	0,004025	0,001357	0,000024	0,000261	-9,8%	46,1%	-16,3%	-64,7%	-95,9%	-42,7%

Fuente: Circular 3/2014 y propuesta de Orden

Adicionalmente, en el Cuadro 19 se muestran los cargos implícitos en los peajes de acceso vigentes que resultarían de considerar los peajes de transporte y distribución resultantes de aplicar la metodología de la Circular 3/2014. Se observa que para algunos periodos el término variable de cargo es inferior al término variable del peaje de acceso.

Cuadro 19. Términos fijos y variables de los cargos implícitos en los peajes de acceso vigente considerando los peajes de transporte y distribución resultantes de aplicar la Circular 3/2014

Peajes de acceso vigentes (A)												
Peaje de acceso	Término fijo del peaje de acceso (€/kW y año)						Término variable del peaje de acceso (€/kWh)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 A (Pc ≤ 10 kW)	38,043426						0,044027					
2.0 DHA (Pc ≤ 10 kW)	38,043426						0,062012	0,002215				
2.0 DHS (Pc ≤ 10 kW)	38,043426						0,062012	0,002879	0,000886			
2.1 A (10< Pc ≤ 15 kW)	44,444710						0,057360					
2.1 DHA (10< Pc ≤ 15 kW)	44,444710						0,074568	0,013192				
2.1 DHS (10< Pc ≤ 15 kW)	44,444710						0,074568	0,017809	0,006596			
3.0 A (Pc > 15 kW)	40,728885	24,437330	16,291555				0,018762	0,012575	0,004670			
3.1 A (1 kV a 36 kV)	59,173468	36,490689	8,367731				0,014335	0,012754	0,007805			
6.1 A (1 kV a 30kV)	39,139427	19,586654	14,334178	14,334178	14,334178	6,540177	0,026674	0,019921	0,010615	0,005283	0,003411	0,002137
6.1 B (30 kV a 36kV)	31,020989	15,523919	11,360932	11,360932	11,360932	5,183592	0,021822	0,016297	0,008685	0,004322	0,002791	0,001746
6.2 (36 kV a 72,5 kV)	22,158348	11,088763	8,115134	8,115134	8,115134	3,702649	0,015587	0,011641	0,006204	0,003087	0,001993	0,001247
6.3 (72,5 kV a 145 kV)	18,916198	9,466286	6,927750	6,927750	6,927750	3,160887	0,015048	0,011237	0,005987	0,002979	0,001924	0,001206
6.4 (Mayor o igual a 145 kV)	13,706285	6,859077	5,019707	5,019707	5,019707	2,290315	0,008465	0,007022	0,004025	0,002285	0,001475	0,001018

Peajes de T&D resultantes de aplicar la Circular 3/2014 (B)												
Peaje de acceso	Término fijo del cargo (€/kW y año)						Componente de cargo variable asociado a los costes del sistema (€/kWh)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 A (Pc ≤ 10 kW)	28,752084						0,006525					
2.0 DHA (Pc ≤ 10 kW)	28,752084						0,007974	0,003475				
2.0 DHS (Pc ≤ 10 kW)	28,752084						0,008055	0,004918	0,001293			
2.1 A (10< Pc ≤ 15 kW)	28,752084						0,006525					
2.1 DHA (10< Pc ≤ 15 kW)	28,752084						0,007974	0,003475				
2.1 DHS (10< Pc ≤ 15 kW)	28,752084						0,008055	0,004918	0,001293			
3.0 A (Pc > 15 kW)	9,575735	18,667964	1,288813				0,010054	0,007764	0,001260			
3.1 A (1 kV a 36 kV)	30,878747	34,228205	3,065803				0,007888	0,008346	0,000957			
6.1 A (1 kV a 30kV)	25,208680	11,615492	10,143486	10,143486	3,837593	3,837593	0,023769	0,011812	0,012808	0,009142	0,001327	0,001153
6.1 B (30 kV a 36kV)	25,208680	11,615492	10,143486	10,143486	3,837593	3,837593	0,023769	0,011812	0,012808	0,009142	0,001327	0,001153
6.2 (36 kV a 72,5 kV)	15,581740	9,261876	6,473115	6,473115	2,540581	2,540581	0,012740	0,006185	0,006673	0,004853	0,000749	0,000616
6.3 (72,5 kV a 145 kV)	13,922251	7,710728	5,131161	5,131161	2,425756	2,425756	0,011376	0,005653	0,006023	0,004487	0,000674	0,000554
6.4 (Mayor o igual a 145 kV)	11,070519	6,837588	4,102745	4,102745	1,910073	1,910073	0,009382	0,004807	0,004807	0,003849	0,000583	0,000455

Cargos implícitos en los peajes de acceso vigentes (A) - (B)												
Peaje de acceso	Término fijo del peaje de T&D (€/kW y año)						Término variable del peaje de T&D (€/kWh)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 A (Pc ≤ 10 kW)	9,291342						0,037502					
2.0 DHA (Pc ≤ 10 kW)	9,291342						0,054038	-0,001260				
2.0 DHS (Pc ≤ 10 kW)	9,291342						0,053957	-0,002039	-0,000407			
2.1 A (10< Pc ≤ 15 kW)	15,692626						0,050835					
2.1 DHA (10< Pc ≤ 15 kW)	15,692626						0,066594	0,009717				
2.1 DHS (10< Pc ≤ 15 kW)	15,692626						0,066513	0,012891	0,005303			
3.0 A (Pc > 15 kW)	31,153150	5,769366	15,002742				0,008708	0,004811	0,003410			
3.1 A (1 kV a 36 kV)	28,294721	2,262484	5,301928				0,006447	0,004408	0,006848			
6.1 A (1 kV a 30kV)	13,930747	7,971162	4,190692	4,190692	10,496585	2,702584	0,002905	0,008109	-0,002193	-0,003859	0,002084	0,000984
6.1 B (30 kV a 36kV)	5,812309	3,908427	1,217446	1,217446	7,523339	1,345999	-0,001947	0,004485	-0,004123	-0,004820	0,001464	0,000593
6.2 (36 kV a 72,5 kV)	6,576608	1,826887	1,642019	1,642019	5,574553	1,162068	0,002847	0,005456	-0,000469	-0,001766	0,001244	0,000631
6.3 (72,5 kV a 145 kV)	4,993947	1,755558	1,796589	1,796589	4,501994	0,735131	0,003672	0,005584	-0,000036	-0,001508	0,001250	0,000652
6.4 (Mayor o igual a 145 kV)	2,635766	0,021489	0,916962	0,916962	3,109634	0,380242	-0,000917	0,002215	-0,000782	-0,001564	0,000892	0,000653

Fuente: Circular 3/2014 y propuesta de Orden

Esta Sala insiste en que los peajes de transporte y distribución así calculados no resultan de la aplicación de la Circular 3/2014, de 2 de julio, de la CNMC, por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte y distribución de electricidad, y reitera la necesidad, puesta de manifiesto en sucesivos informes, de elaborar la metodología de cálculo de los cargos.

Al respecto, se incide en que la falta de metodología de cálculo de los cargos deja en suspenso la metodología de determinación de los peajes de transporte y distribución. El establecimiento de ambas metodologías debería contribuir a la transparencia del sistema en su conjunto y en el caso del autoconsumo dotaría de mayor certidumbre para su desarrollo.

Los cargos transitorios por energía autoconsumida de aplicación en los sistemas Mallorca-Menorca e Ibiza-Formentera, mostrados en el Cuadro 20, resultan de aplicar la de la disposición adicional séptima del Real Decreto 900/2015. La citada disposición adicional establece que los cargos variables serán el resultado de minorar el cargo variable transitorio aplicado en el sistema peninsular más el término variable del peaje de acceso por el diferencial de precio de generación del correspondiente subsistema respecto al precio peninsular.

Cuadro 20. Precios de los términos del cargo transitorio por energía autoconsumida en los subsistemas Mallorca-Menorca e Ibiza-Formentera de la Orden ETU/1976/2016 y de la propuesta de Orden

Peaje de acceso	Orden ETU/1976/2016						Propuesta de Orden						% variación de la Propuesta de Orden respecto RD 900/2015					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
MALLORCA-MENORCA																		
2.0 A (Pc ≤ 10 kW)	0,041203	0,000215					0,033384	0,000000					-19,0%					
2.0 DHA (Pc ≤ 10 kW)	0,057017						0,048926	0,000000					-14,2%	-100,0%				
2.0 DHS (Pc ≤ 10 kW)	0,056900	0,001161	0,000000				0,048426	0,000000	0,000000				-14,9%	-100,0%	n.a.			
2.1 A (10< Pc ≤ 15 kW)	0,052898						0,044803						-15,3%					
2.1 DHA (10< Pc ≤ 15 kW)	0,067955	0,010197					0,059636	0,000000					-12,3%	-100,0%				
2.1 DHS (10< Pc ≤ 15 kW)	0,007837	0,014393	0,003972				0,059207	0,000000	0,000000				-12,7%	-100,0%	-100,0%			
3.0 A (Pc > 15 kW)	0,020568	0,013484	0,001543				0,016316	0,005624	0,000000				-20,7%	-50,9%	-100,0%			
3.1 A (1 kV a 36 kV)	0,015301	0,009998	0,004679				0,010829	0,007894	0,000000				-29,2%	-21,1%	-100,0%			
6.1A (1 kV a 30 kV)	0,011775	0,011336	0,007602	0,003815	0,001891	0,000000	0,000000	0,010568	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	-100,0%	-6,8%	-100,0%	-100,0%	-100,0%	n.a.
6.1B (30 kV a 36 kV)	0,011775	0,008312	0,007322	0,002911	0,001308	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	-100,0%	-100,0%	-100,0%	-100,0%	-100,0%	n.a.
6.2 (36 kV a 72,5 kV)	0,012669	0,011554	0,005352	0,001698	0,000589	0,000000	0,011989	0,004808	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	-5,4%	-58,4%	-100,0%	-100,0%	-100,0%	n.a.
6.3 (72,5 kV a 145 kV)							0,011620	0,004462	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
6.4 (Mayor o igual a 145 kV)							0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
IBIZA-FORMENTERA																		
2.0 A (Pc ≤ 10 kW)	0,000000						0,024918						n.a.					
2.0 DHA (Pc ≤ 10 kW)	0,003984	0,000000					0,040460	0,000000					1035,1%	n.a.	n.a.			
2.0 DHS (Pc ≤ 10 kW)	0,003437	0,000000	0,000000				0,039960	0,000000	0,000000				1059,3%	n.a.	n.a.			
2.1 A (10< Pc ≤ 15 kW)	0,000000						0,036336						n.a.					
2.1 DHA (10< Pc ≤ 15 kW)	0,014502	0,000000					0,051139	0,000000					252,6%	n.a.	n.a.			
2.1 DHS (10< Pc ≤ 15 kW)	0,014384	0,000000	0,000000				0,050740	0,000000	0,000000				252,7%	n.a.	n.a.			
3.0 A (Pc > 15 kW)	0,000000	0,000000	0,000000				0,007850	0,000000	0,000000				n.a.	n.a.	n.a.			
3.1 A (1 kV a 36 kV)	0,000000	0,000000	0,000000				0,002263	0,000000	0,000000				n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
6.1A (1 kV a 30 kV)	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,004292	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
6.1B (30 kV a 36 kV)	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
6.2 (36 kV a 72,5 kV)	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,003965	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
6.3 (72,5 kV a 145 kV)	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,003194	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
6.4 (Mayor o igual a 145 kV)	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.

Fuente: Orden ETU/1976/2016 y propuesta de Orden

Cabe señalar la reducción de los cargos transitorios por energía consumida en el subsistema de Mallorca-Menorca y el aumento en el subsistema de Ibiza-Formentera de la propuesta de Orden, motivado, fundamentalmente, por la variación del diferencial de precios respecto del implícito en la Orden ETU/1972/2016. En particular, según la información que acompaña a la propuesta de Orden la diferencia respecto del coste de generación autoconsumida aumentará en el Subsistema Mallorca-Menorca 6,36 €/MWh y se reducirá 26,38 €/MWh en el subsistema Menorca-Ibiza (véase Cuadro 21).

Cuadro 21. Diferencia entre el precio medio peninsular y coste variable de generación implícito en la Orden ETU/1976/2016 y en la propuesta de Orden

	Peninsular	Mallorca-Menorca	Ibiza-Formentera
Previsión Orden ETU/1976/2016	42,31	50,46	91,66
Diferencia respecto al peninsular		- 8,15	- 49,35
Previsión propuesta Orden	50,63	65,14	73,60
Diferencia respecto al peninsular		- 14,51	- 22,97

Fuente: Orden ETU/1976/2016 y propuesta de Orden

Finalmente, se indica que en el cálculo parecen haberse considerado los peajes de transporte y distribución implícitos en la Orden ETU/1976/2016 en lugar de los implícitos en la propuesta de Orden.

5.3. Artículo 4. Precio unitario para la financiación de los pagos por capacidad.

La propuesta de Orden mantiene los precios unitarios para la financiación de los pagos por capacidad establecidos en la Orden IET/2735/2015. Cabe señalar que los ingresos previstos para 2018 (736 M€) son superiores a los costes previstos para 2017 (352 M€), registrándose un saldo positivo de los pagos por capacidad de 384 M€.

Teniendo en cuenta que los peajes de transporte y distribución implícitos en la propuesta de Orden son suficientes para recuperar la retribución de las redes, el superávit de los pagos por capacidad está destinado a la financiación del resto de costes regulados del sistema.

Esta Sala reitera la necesidad de establecer una metodología de cálculo de los precios unitarios de los pagos por capacidad, a efectos de que cada componente de coste sea recuperado por el precio regulado correspondiente.

5.4. Artículo 5. Anualidades del desajuste de ingresos 2018

Las anualidades para la financiación del déficit establecidas en el artículo 5 de la propuesta de Orden coinciden con las contenidas en el Informe de previsiones de la CNMC, por lo que se hace necesaria su actualización una vez se dispone de los tipos de interés del mes de noviembre¹⁸.

Por su parte, con posterioridad a la aprobación del Informe de previsiones, FADE ha realizado nuevas emisiones de refinanciación y, como consecuencia, ha variado el tipo de interés a aplicar en el cálculo de la anualidad correspondiente a 2018.

En consecuencia, se propone sustituir la tabla del artículo 5.1 por la siguiente:

¹⁸ Las anualidades correspondientes al ejercicio 2018 para la financiación del déficit de los ejercicios 2005 y 2007 consideradas en el Informe de la CNMC fueron calculadas considerando como tipo de interés de actualización el Euribor promedio del 1 al 15 de septiembre (-0,335%). Una vez disponibles los datos de cotización del Euribor a 3 meses del mes de noviembre de 2017, cuyo promedio asciende a -0,334%, se ha procedido a recalcularlas.

Desajuste de ingresos	Importe (€)
Anualidad FADE	2.168.381.731
Déficit ingresos liquidaciones de las actividades reguladas en el año 2005	282.126.720
Déficit ingresos liquidaciones de las actividades reguladas en el año 2007	94.385.520
Déficit 2013	277.761.010
TOTAL	2.822.654.981

5.5. Artículo 8. Otros ingresos en el sistema de liquidaciones

El artículo 8 de la propuesta de Orden establece la posibilidad de incluir mediante Resolución de la Secretaria de Estado de Energía como ingresos liquidables del sistema en los ejercicios 2017 y 2018 el superávit de las liquidaciones de ejercicios anteriores, a efectos de cubrir los eventuales desequilibrios entre ingresos y costes que se pudieran producir en dichos ejercicios con un límite máximo de 200 M€ para el ejercicio 2017 y 500 M€ para el conjunto de los dos años.

Al respecto se indica que, por una parte, la Ley 24/2013 establece en el artículo 13.2 que tendrán la consideración de ingresos del sistema los ingresos procedentes de los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución, los cargos, las partidas provenientes de los Presupuestos Generales del Estado y cualquier ingreso atribuido expresamente por una norma de rango legal o reglamentario.

Por otra parte, la citada Ley en el apartado 4 del artículo 19 establece que mientras existan desajustes de años anteriores los superávits se destinarán a la reducción de las cantidades pendientes de devolución.

Finalmente, la disposición adicional centésima décima novena de la Ley 3/2017, de 27 de junio, de Presupuestos Generales del Estado para el año 2017 prevé que, de forma excepcional para el año 2017, los superávits de ingresos del sistema eléctrico puedan destinarse al pago de indemnizaciones en ejecución de resoluciones de litigios referidos a normativa del sector eléctrico que deban llevarse a cabo con cargo a los Presupuestos Generales del Estado o con cargo al sistema eléctrico, siempre que así se determine mediante Orden del Ministro de Energía, Turismo y Agenda Digital.

Esta Sala considera adecuado dar un destino al superávit derivado de las liquidaciones definitivas de ejercicios anteriores y en este sentido se ha pronunciado en informes sobre órdenes de peajes de ejercicios anteriores¹⁹.

No obstante, entiende que el superávit de las liquidaciones de ejercicios anteriores únicamente podría ser destinado a la reducción del déficit pendiente de ejercicios anteriores o al pago de indemnizaciones y, además, que una Resolución del Secretario de Estado de Energía no cuenta con el rango suficiente para establecer como ingresos liquidables de los ejercicios 2017 y 2018 el superávit de liquidaciones anteriores. En consecuencia, se propone la supresión del artículo 8 y se insta a que se proceda lo antes posible al desarrollo reglamentario que permita cumplir con la finalidad dada en la Ley del Sector Eléctrico a los superávit de ingresos.

Además, el retraso en ese desarrollo reglamentario da lugar a la inconsistencia de disponer de una posición de tesorería vinculada al superávit de ingresos, al mismo tiempo que se está aplicando un coeficiente de cobertura por desajuste entre ingresos y gastos en las liquidaciones provisionales.

En relación con lo anterior se indica que existen diversas cuentas abiertas en régimen de depósito cuyos saldos podrían ser integrados como ingresos liquidables en sistema de liquidaciones del sector eléctrico, lo que podría ser tenido en cuenta en el citado desarrollo reglamentario. Por ejemplo, a la fecha de elaboración del presente informe cabría considerar como ingreso liquidable del sistema el saldo de la cuenta de Calidad de Servicio, que asciende a 54.298.021,58 euros.

5.6. Disposición transitoria primera. Retribución del Operador del Mercado Ibérico de Energía, Polo Español para 2018 y precios a cobrar a los agentes

La disposición transitoria primera de la propuesta de Orden establece la retribución del Operador del Mercado Ibérico de Energía, Polo Español (OM) para 2018. De acuerdo con el apartado 1 de esta disposición transitoria *“De conformidad con lo dispuesto en el artículo 14.11 de la Ley 24/2013, de 26 de*

¹⁹ En particular, en la página 38 del “Informe sobre la propuesta de orden por la que se establecen los peajes de acceso de energía eléctrica para 2016 [...] (IPN/DE/017/15)” se señala lo siguiente: “[...] la CNMC considera necesario que se proceda lo antes posible al desarrollo reglamentario que permita cumplir con la finalidad dada en la Ley del Sector Eléctrico a los superávit de ingresos, y por consiguiente que se pueda llevar a cabo la amortización parcial de la deuda del sistema eléctrico, que asciende a 31 de diciembre de 2015 a 25.057 millones de euros. Esta deuda supone un elevado coste financiero para el sistema eléctrico, siendo los intereses de la deuda estimados para 2016 de 883,6 millones de euros, según la información disponible en la CNMC a fecha actual”. En este mismo sentido se ha pronunciado la Sala de Supervisión Regulatoria de la CNMC más recientemente en el “Acuerdo por el que se emite informe sobre el estado actual de la deuda del sistema eléctrico (INF/DE/049/17)”.

diciembre, y hasta el desarrollo de la metodología a la que se refiere el citado artículo, la cuantía global determinada para la retribución de la sociedad OMI-Polo Español, S.A. correspondiente al año 2018 será de 14.568 miles de euros”, importe que coincide con el establecido en la disposición transitoria primera de la Orden IET/1976/2016.

Esta Comisión, en cumplimiento del mandato dado en la disposición adicional séptima de la Orden IET/221/2013 remitió, con fecha 12 de noviembre de 2014, tanto la propuesta de retribución del operador del sistema como la del operador del mercado.

En el anexo III “Retribución del operador del mercado para 2018” de este informe, se calcula la cuantía global de la retribución para 2018 correspondiente el operador del mercado, de acuerdo con la “Propuesta de metodología de retribución del operador del mercado” aprobada por la Sala de Supervisión Regulatoria en fecha 6 de noviembre de 2014, y que asciende a 13.338,7 miles de euros.

Esta cantidad no incluye la retribución correspondiente al Proyecto de desarrollo, puesta en marcha, operación y gestión de una plataforma conjunta de negociación para un mercado intradiario de ámbito europeo (Proyecto XBID en adelante) para 2017 dado que la disposición transitoria primera de la Orden IET/2735/2015 y de la Orden ETU/1976/2016 establecen que estas cantidades serán satisfechas de forma separada con cargo a las liquidaciones de las actividades reguladas²⁰. En este sentido, el párrafo tercero del apartado primero de la Disposición transitoria primera de la propuesta de orden establece lo siguiente: “Adicionalmente, se harán efectivos los importes que se deriven de los costes en los que incurra el operador del mercado que se deriven del proyecto de desarrollo, puesta en marcha, operación y gestión de una plataforma conjunta de negociación para un mercado intradiario de ámbito europeo. A estos efectos, el operador del mercado enviará a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y al Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital los costes citados, éste procederá a comunicarlo a la Comisión de los Mercados y la Competencia a efectos de su abono al operador del mercado en las liquidaciones del ejercicio 2018 o siguientes, según corresponda”.

Esta Comisión considera que los costes asociados al Proyecto XBID deben incorporarse dentro de la retribución del operador del mercado, y financiarse con cargo a los precios que pagan los agentes, de forma consistente con lo establecido en la Ley 24/2013. En este sentido, se señala la asimetría existente entre la financiación de la retribución del OMIE, que se realiza a través de las

²⁰ En la liquidación definitiva de 2016 del sector eléctrico aprobada por la CNMC el 30 de noviembre de 2017, se incluye un pago de 1,635 millones de euros al Operador del Mercado como derivados del proyecto de desarrollo, puesta en marcha, operación y gestión de una plataforma conjunta de negociación para un mercado intradiario de ámbito europeo, conforme establece la disposición transitoria primera de la Orden IET/2735/2015.

cuotas que pagan los agentes que participan en el mercado ibérico (España y Portugal) y el coste del XBID, que está siendo financiado únicamente por los consumidores españoles, cuando esta plataforma será utilizada tanto por los agentes españoles como por los portugueses.

Además, la forma actual de satisfacer los costes del proyecto XBID, a través de las liquidaciones de las actividades reguladas, no permite la correcta aplicación del Reglamento (UE) 2015/1222 de la Comisión Europea de 24 de julio de 2015, por el que se establece una directriz sobre la asignación de capacidad y la gestión de las congestiones (CACM guideline). Debe recordarse que dicho reglamento establece en su artículo 80 la metodología de reparto de los costes comunes de los proyectos de mercado diario (single day ahead coupling) e intradiario (intraday coupling) europeos, entre los operadores de los diferentes estados miembros participantes. A tal fin establece en su punto 1 la necesidad de elaborar un informe anual de costes comunes a nivel europeo por parte de los operadores.

Así pues, OMIE deberá afrontar la parte de costes comunes europeos que le corresponde tanto a través de España así como la que le corresponde a través de Portugal, de acuerdo con la citada metodología. Por tanto, su reconocimiento deberá realizarse de manera coordinada con Portugal, y no de manera unilateral. De forma análoga, esta metodología obligará al Operador del Sistema Español a afrontar una parte de dichos costes comunes europeos, por lo que también deberá contemplarse el reconocimiento de estos costes en su retribución.

Cabe mencionar que esta metodología de reparto de costes al amparo del artículo 80 del CACM aplica a partir del 14 de febrero de 2017, por lo que también correspondería hacer una revisión de la retribución de OMIE al período comprendido entre dicha fecha y el 31 de diciembre de 2017.

Por consiguiente, se considera necesario derogar la previsión relativa a la recuperación de los costes del proyecto XBID a través de las liquidaciones de las actividades reguladas.

Finalmente, esta Comisión se reitera en lo señalado en el *“Informe sobre la propuesta de orden por la que se establecen los peajes de acceso de energía eléctrica (IPN/CNMC/029/16)”* sobre la necesidad de que el Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital apruebe a la mayor brevedad la metodología de retribución del Operador del Mercado Ibérico de Energía, Polo Español en aras a que exista un marco retributivo transparente y actualizado que proporcione la debida seguridad regulatoria a los agentes, evitando adionar a la retribución provisional los costes declarados por el operador sin la validación por parte de la CNMC en el marco de su metodología de retribución. Cabe señalar, que desde la aprobación de la *“Propuesta de metodología de retribución del operador del mercado”* por la Sala de Supervisión Regulatoria el 6 de noviembre de 2014, las retribuciones establecidas por el Ministerio de

Energía, Turismo y Agenda Digital para el operador del mercado han sido significativamente superiores a las que se derivan de la propuesta de esta Comisión.

5.7. Disposición transitoria segunda. Retribución del Operador del Sistema para 2018 y precios a cobrar a los sujetos.

La disposición transitoria segunda de la propuesta de Orden establece la retribución del Operador del Sistema (OS) para 2018. De acuerdo con el apartado 1 de esta disposición transitoria *“De acuerdo con lo dispuesto en el artículo 14.11 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, y hasta el desarrollo de la metodología a la que se refiere el citado artículo, la cuantía global determinada para la retribución de Red Eléctrica de España, S.A. como operador del sistema correspondiente al año 2018 será de 56.000 miles de euros”*, importe que coincide con el establecido en la disposición transitoria tercera de la Orden IET/1976/2016.

Esta Comisión, en cumplimiento del mandato dado en la disposición adicional séptima de la Orden IET/221/2013 remitió, con fecha 12 de noviembre de 2014, tanto la propuesta de retribución del Operador del Sistema como la del Operador del Mercado. El Anexo IV recoge la propuesta de retribución correspondiente al Operador del Sistema en 2018 de acuerdo con la metodología de retribución aprobada por la CNMC incluyendo los costes correspondientes a nuevas funciones atribuidas por la normativa europea y española y que han sido debidamente acreditados. La retribución provisional para el Operador del Sistema en 2018 se sitúa en 56,93 millones de euros incluyendo los gastos soportados en concepto de pagos a terceros por las nuevas funciones asignadas por la normativa europea y española (+1,66% sobre la retribución provisional establecida en la Orden IET/1976/2016). Cabe señalar que el OS ha solicitado para 2018 una retribución de 89,96 millones de euros (+59% respecto a la retribución provisional establecida en la Orden IET/1976/2016).

Por lo que se refiere a las nuevas funciones, tienen especial relevancia las derivadas de la participación del Operador del Sistema en proyectos comunes europeos, cuyos costes se reparten de acuerdo con unas metodologías ya aprobadas a nivel europeo:

- Acoplamiento de mercado diario e intradiario, según lo previsto en el artículo 80 del Reglamento (EU) 2015/1222.
- Plataforma común de Asignación de derechos de capacidad en el largo plazo (Single Allocation Platform), según la metodología derivada del artículo 59 del Reglamento (EU) 2016/1719.

Finalmente, cobra también importancia la participación del Operador del Sistema en el desarrollo de las plataformas de intercambio transfronterizo de

energías balance derivadas del Reglamento (EU) 2017/2195, en particular en el proyecto TERRE (Trans European Replacement Reserves Exchange), cuyo desarrollo se llevará a cabo en 2018. La participación en estas plataformas, y por tanto el pago de la parte correspondiente del coste de implementación, es obligatoria para el sistema eléctrico español, resultando además de especial importancia la involucración temprana como miembro de cada proyecto, de modo que España pueda participar en la fase de diseño, ya que el resultado condicionará en el futuro las características de los servicios de ajuste del sistema eléctrico español.

Por todo lo anterior, esta Comisión se reitera en lo señalado en el “Informe sobre la propuesta de orden por la que se establecen los peajes de acceso de energía eléctrica (IPN/CNMC/029/16)” sobre la necesidad de que el Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital apruebe a la mayor brevedad la metodología de retribución del Operador del Sistema en aras a que exista un marco retributivo transparente y actualizado (incorporando las nuevas funciones asignadas al Operador del Sistema) que proporcione la debida seguridad regulatoria a los agentes.

5.8. Disposición transitoria tercera. Liquidaciones a cuenta de las actividades de transporte y distribución

La Disposición transitoria tercera de la propuesta de orden que se informa establece que se liquidarán por la CNMC las cantidades devengadas a cuenta, que serán, para cada una de las empresas de transporte y distribución, la parte proporcional de la retribución que figure en las órdenes por las que se establezca la retribución de las empresas titulares de instalaciones de transporte y de las empresas de distribución de energía eléctrica para el año 2017.

- **Retribución transporte 2018 Metodología retributiva del Real Decreto 1047/2013**

Se señala, tanto en la exposición de motivos como en la Memoria, que, al no haberse recibido la propuesta de retribución para las empresas titulares de instalaciones de transporte de energía eléctrica para el ejercicio 2018, la orden que se informa establece una cuantía provisional, en concepto de entrega a cuenta, hasta que se apruebe la orden por la que se fije la retribución de estas empresas para el año 2018.

A este respecto, es preciso señalar que con fecha 19 de diciembre de 2017, la Sala de Supervisión Regulatoria de la CNMC ha aprobado la retribución a reconocer a las empresas titulares de instalaciones de transporte de energía eléctrica para el ejercicio 2018.

Las cantidades que figuran en el Anexo I de la propuesta de Orden objeto de este informe no se corresponden, ni para el ejercicio 2017 ni para la previsión del ejercicio 2018, con las cifras contenidas tanto en el *“Acuerdo por el que se emite informe sobre la propuesta de orden por la que se establece la retribución de las empresas titulares de instalaciones de transporte de energía eléctrica para el año 2017”* aprobado por la Sala de Supervisión Regulatoria de la CNMC el 5 de octubre de 2017, ni con el *“Acuerdo por el que se propone la retribución a reconocer a las empresas titulares de instalaciones de transporte de energía eléctrica para el ejercicio 2018”*, aprobado por la Sala el 19 de diciembre de 2017.

Las diferencias, que son sustanciales, se deben a las discrepancias existentes entre el criterio de la CNMC y del Ministerio respecto de la retribución fijada para Red Eléctrica de España, S.A. en la Orden IET/981/2015²¹, sobre la que la CNMC corrige una serie de aspectos que a continuación se enumeran, que estaban erróneamente imputados en la citada orden.

Los aspectos corregidos por la CNMC son:

- La doble consideración de la retribución por inversión de los activos del transporte insular con puesta en servicio en el periodo 1998-2006, que estaban incluidos en la retribución de las instalaciones puestas en servicio con anterioridad al 1 de enero de 1998 y también dentro del activo a retribuir por instalaciones puestas en servicio desde el año 1998, las cuales son valoradas a coste de reposición.
- La doble consideración de la retribución por operación y mantenimiento de los incrementos de capacidad en líneas puestas en servicio con anterioridad al 1 de enero de 1998.
- La contabilización de ayudas y/o subvenciones recibidas por instalaciones no singulares puestas en servicio en el periodo 1998-2007 que no habían podido ser contabilizadas individualmente.
- La contabilización de las instalaciones declaradas como puestas en servicio en el año 2014 que no disponían de la correspondiente acta de puesta en servicio.
- La modificación de las características técnicas de algunas instalaciones respecto de las que fueron incluidas en el inventario a 1 de enero de 2015.

²¹ Es preciso señalar que recientemente se ha iniciado el procedimiento de declaración de lesividad para el interés público de la Orden IET/981/2016, de 10 de junio, por la que se establece la retribución de las empresas titulares de instalaciones de transporte de energía eléctrica para el año 2016, respecto de la retribución fijada para Red Eléctrica de España, S.A. (REE). Dicho procedimiento trata de revisar aquellos aspectos de imputación errónea en la retribución, los cuales la CNMC ya tiene en cuenta en sus cálculos.

- La retribución de las inversiones en despachos de maniobra ejecutadas entre los años 2004 y 2013, inclusive, que pasan de ser retribuidas en el n+1 al n+2.

Teniendo en cuenta todo lo anterior, la retribución para 2018, conforme al "Acuerdo por el que se propone la retribución a reconocer a las empresas titulares de instalaciones de transporte de energía eléctrica para el ejercicio 2018", incluyendo el incentivo a la disponibilidad es:

Cuadro 22. Retribución del transporte. Año 2018

Empresa	Retribución del transporte (miles €)
Red Eléctrica de España, S.A.	1.657.027
Unión Fenosa Distribución, S.A.	26.504
Vall De Sóller Energía, S.L.U.	643
Total	1.684.174

Fuente: CNMC

- **Retribución distribución 2018. Metodología retributiva del Real Decreto 1048/2013**

Se señala, tanto en la exposición de motivos como en la Memoria, que, al no haberse recibido la propuesta de retribución para la actividad de distribución para el ejercicio 2018, la orden que se informa establece una cuantía provisional, en concepto de entrega a cuenta, hasta que se apruebe la orden por la se fije la retribución de estas empresas para el año 2018.

A este respecto, es preciso señalar que con fecha 16 de marzo de 2017, la Sala de Supervisión Regulatoria de la CNMC aprobó el informe denominado "Acuerdo por el que se propone la retribución a reconocer a las empresas titulares de instalaciones de distribución de energía eléctrica para el ejercicio 2017. Aplicación de la metodología del Real Decreto 1048/2013".

Con fecha 7 de diciembre de 2017 ha tenido entrada en la CNMC la "Propuesta de orden por la que se fija la retribución de las empresas de distribución de energía eléctrica para el año 2017 y se establece la metodología de cálculo del parámetro λ_{ibase} , definido en el artículo 11 del real decreto 1048/2013, de 27 de diciembre". Dicha retribución de las empresas de distribución de energía eléctrica para el año 2017 es la utilizada como punto de partida para la propuesta de retribución de distribución para el ejercicio 2018 que aparece en la propuesta de orden objeto de este informe.

Es preciso resaltar que existe una gran diferencia con respecto a las previsiones de retribución que se remitieron en su día, dado que en la propuesta que se informa se han incorporado los resultados obtenidos por la modificación del Anexo VII de la Orden IET/2660/2015; motivado por la

aplicación de la sentencia de 25 de octubre de 2017, dictada por el Tribunal Supremo respecto al recurso contencioso-administrativo interpuesto contra la Orden IET/2660/2015, de 11 de diciembre. En dicha Sentencia se declara nulo el inciso "y los otros activos" que figura al final del primer punto de la metodología de cálculo establecida en el Anexo VII de la Orden IET/2660/2015. Dicha modificación representa un incremento de 120 M€ en la retribución de 2017.

En tanto en cuanto por parte de esta Comisión no se disponga de mayor información, la previsión de retribución a la actividad de distribución a reconocer en esta propuesta de Orden es la que aparece en el Anexo I de la propuesta, la cual asciende a **5.475.194 miles de €**.

5.9. Disposición final primera. Modificación de la Orden ITC/2370/2007, de 26 de julio, por la que se regula el servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad para los consumidores que adquieren su energía en el mercado de producción.

La propuesta de Orden modifica en su disposición final primera Orden ITC/2370/2007, de 26 de julio, por la que se regula el servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad para los consumidores que adquieren su energía en el mercado de producción, que desde el 1 de enero de 2015, con objeto de adecuar el tratamiento que debe darse a los proveedores del servicio de interrumpibilidad con generación asociada en los sistemas no peninsulares al de los proveedores ubicados en la península.

Esta modificación fue propuesta por el operador del sistema en el procedimiento de audiencia de la "Propuesta de Orden por la que se modifica la Orden IET/2013/2013, de 31 de octubre, por la que se regula el mecanismo competitivo de asignación del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad", de la que la Sala de Supervisión Regulatoria emitió el correspondiente informe preceptivo el pasado 7 de noviembre de 2017.

Esta Sala manifestó en el citado informe no tener objeciones a los cambios propuestos por el operador del sistema.

5.10. Disposición final tercera. Modificación de la Orden ITC/3860/2007, de 28 de diciembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de enero de 2008

En la Propuesta de Orden se incluye una modificación de la Orden ITC/3860/2007, en relación al cumplimiento por parte de las empresas distribuidoras del Plan de sustitución de contadores de hasta 15 kW de potencia contratada. En este sentido, se establece que las empresas distribuidoras podrán mantener sin sustituir hasta un 2% del total de contadores de su red, siempre que sea por causas no imputables a la misma.

Si bien se considera adecuado dotar a las distribuidoras de una cierta flexibilidad en el cumplimiento del citado Plan de sustitución, se considera que la redacción dada en la propuesta resulta insuficiente en lo que se refiere a la justificación de las causas por las cuales no ha sido posible proceder a la sustitución del contador.

Por otro lado, se considera necesario establecer medidas que incentiven la finalización del plan de sustitución de contadores, de forma similar a las establecidas en la Orden ITC/1559/2010, de 11 de junio en relación al Plan de Instalación de Interruptores de Control de Potencia. Asimismo, se propone realizar un seguimiento de los equipos pendientes de sustituir, al objeto de comprobar los avances de las distintas empresas distribuidoras más allá de la finalización del Plan de sustitución.

Adicionalmente, la propuesta que se informa establece que a partir del 1 de enero de 2019, al menos el 95 por ciento del total del parque de contadores sustituido de cada empresa distribuidora de energía eléctrica deberá estar efectivamente integrados en un sistema de telegestión y telemedida implantado por el encargado de la lectura correspondiente, indicando que este porcentaje deberá mantenerse o aumentarse en los años posteriores.

Esta redacción resulta insuficiente de cara a la protección de los consumidores, ya que la normativa actual no establece un plazo para la integración de los equipos de medida en los correspondientes sistemas de telemedida y telegestión, lo que supone que los consumidores pueden tener su equipo sustituido con anterioridad al 31 de diciembre de 2018, sin que la distribuidora tenga obligación de integrarlo en sus sistemas de telemedida y telegestión, ello a pesar de que el consumidor esté pagando por el alquiler del equipo de medida el mismo precio que aquellos que sí lo tengan integrado y que por tanto puedan beneficiarse de todas sus funcionalidades. Por este motivo, se considera necesario que a partir del 1 de enero de 2019 las empresas distribuidoras no puedan superar un plazo máximo de 3 meses desde la sustitución del equipo de medida hasta su integración en los sistemas de telegestión. En cualquier caso, se deberá asegurar que el 31 de marzo de 2019 todos los equipos que hayan sido sustituidos antes del 31 de diciembre de 2018 se encuentren efectivamente integrados en los correspondientes sistemas de telegestión de las empresas distribuidoras.

En base a las consideraciones anteriores, se propone la siguiente redacción de la disposición final tercera:

Disposición final tercera. Modificación de la Orden ITC/3860/2007, de 28 de diciembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de enero de 2008.

Se modifica el apartado 2.c) de la disposición adicional primera de la Orden ITC/3860/2007, de 28 de diciembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de enero de 2008, que queda redactado como sigue:

“c) Entre el 1 de enero de 2017 y el 31 de diciembre de 2018 cada empresa distribuidora deberá sustituir como mínimo el 28 por ciento del total del parque de contadores de hasta 15 kW de potencia contratada. A partir del 1 de enero de 2019, cada una de las empresas distribuidoras de energía eléctrica podrá mantener hasta un máximo de dos por ciento del total del parque de contadores sin sustituir siempre que sea debido a causas no imputables a la misma. Este hecho deberá ser debidamente justificado y aprobado por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

En este sentido, a partir del 1 de enero de 2019 los distribuidores deberán comunicar a los consumidores a los que no haya sido posible proceder a la sustitución del equipo de medida la obligación que tienen éstos de instalar los equipos de acuerdo a lo establecido en la presente Orden.

A estos efectos, la empresa distribuidora solicitará al comercializador vigente la remisión al consumidor de una notificación advirtiendo de dicha circunstancia a la dirección que a efectos de comunicación figure en el contrato de suministro, por cualquier medio que permita tener constancia de la recepción por el consumidor, quedando la empresa comercializadora obligada a conservar en su poder la acreditación de la notificación efectuada. En el supuesto de rechazo de la notificación, se especificarán las circunstancias del intento de notificación y se tendrá por efectuado el trámite.

Transcurridos 20 días naturales desde la notificación sin respuesta del titular del contrato se procederá a realizar una segunda notificación por cualquier medio que permita tener constancia de la recepción por el interesado, debiéndose conservar la acreditación de la notificación efectuada. En ella se hará constar expresamente que si en el plazo de otros 20 días naturales a contar desde esta segunda notificación no se realizan las actuaciones necesarias para dar cumplimiento al Plan o no se recibe respuesta, se procederá a facturar desde dicha fecha según lo siguiente:

- a) *Consumidores con potencia contratada menor o igual a 5 kW: se aplicará una potencia contratada de 10 kW a*

efectos de la facturación del peaje de acceso que le corresponda.

- b) Potencia contratada de más de 5 kW y menos de 10 kW: se aplicará una potencia contratada de 15 kW a efectos de la facturación del peaje de acceso que le corresponda.
- c) Potencia contratada de más de 10 kW y menos de 15 kW: se aplicará una potencia contratada de 20 kW a efectos de la facturación del peaje de acceso que le corresponda.

Asimismo, el precio del alquiler del equipo de medida a aplicar en estos casos será el establecido reglamentariamente para los nuevos equipos de medida con capacidad de telemedida y telegestión.

Las empresas distribuidoras pondrán a disposición de los comercializadores la relación de titulares de los contratos a los que se haya iniciado el procedimiento descrito en el apartado anterior.

Los comercializadores incluirán en su factura las cantidades que resulten de aplicar lo dispuesto anteriormente, indicando de forma expresa la cuantía resultante y el concepto al que corresponde.

A partir de la fecha en que quede instalado el nuevo equipo de medida de acuerdo con lo establecido en la normativa vigente se procederá a facturar de acuerdo con la tarifa y potencia que corresponda al suministro.

Adicionalmente, el 1 de marzo de cada año, comenzando el 1 de marzo de 2019, las empresas distribuidoras deberán remitir, tanto a las Administraciones de las comunidades autónomas y de las ciudades de Ceuta y Melilla como a la Dirección General de Política Energética y Minas y la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, un listado de los equipos de medida pendientes de sustituir, alegando las causas por las que no ha sido posible su sustitución.

Igualmente, a partir del 1 de enero de 2019, al menos el 95 por ciento del total del parque de contadores sustituido de cada empresa distribuidora de energía eléctrica deberá estar efectivamente integrado en un sistema de telegestión y telemedida implantado por el encargado de la lectura correspondiente. Este porcentaje deberá mantenerse o aumentarse en los años posteriores.”

Por otro lado, todos los equipos de medida sustituidos con anterioridad al 31 de diciembre de 2018 deberán estar

efectivamente integrados en el sistema de telegestión y telemedida implantado por el encargado de la lectura correspondiente antes del 31 de marzo de 2019. Asimismo, los equipos sustituidos a partir de esa fecha deberán integrarse en los referidos sistemas de telemedida y telegestión en un plazo no superior a 3 meses desde la fecha de sustitución del mismo. Deberá informarse al consumidor del momento en que se hace efectiva dicha integración.

En caso de que las empresas distribuidoras no cumplan con las obligaciones establecidas en la presente Orden será de aplicación lo establecido en el artículo 13 del Real Decreto 1048/2013 sobre incumplimiento del deber de lectura, por lo que la retribución a percibir por la empresa distribuidora en concepto de lectura para estos consumidores se reduciría en un 50%. Esta misma penalización será de aplicación a las empresas distribuidoras que no hayan alcanzado el porcentaje de sustitución de equipos del 98% exigido para el cumplimiento del Plan, aplicado al número de equipos que falten por sustituir para llegar a dicho porcentaje, y ello con independencia de las sanciones que pudieran derivarse en virtud de lo establecido en los artículos 64 y 65 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.

5.11. Erratas

- En la disposición transitoria primera, al final del segundo párrafo, debe decir “en la liquidación 14 del ejercicio 2018~~7~~”.
- En el ANEXO I que fija los componentes de los cargos transitorios de aplicación de acuerdo con lo previsto en el Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, se ha detectado que la suma de los componentes que determina los precios del término de cargo variable del cargo transitorio por energía autoconsumida no se corresponde con los valores dispuestos en dicha tabla. Estos errores se encuentran en la tabla totalizadora del Anexo I, apartado 1.b), y concretamente:
 - En el P2 del Peaje de acceso 2.0 DHA ($P_c \leq 10$ kW)
 - En el P2 del Peaje de acceso 2.0 DHS ($P_c \leq 10$ kW)
 - En el P1 y P3 del Peaje de acceso 6.1 A (1 kV a 30 kV)
 - En el P1, P2 y P3 del Peaje de acceso 6.1 B (30 kV a 36 kV)
 - En el P1, P2 y P3 del Peaje de acceso 6.4 (mayor o igual a 145 kV)

**ANEXO I. INFORME DE RESPUESTA A LA
SOLICITUD DE DATOS POR PARTE DE LA
DIRECCIÓN GENERAL DE POLÍTICA
ENERGÉTICA Y MINAS PARA LA ELABORACIÓN
DEL ESCENARIO DE INGRESOS Y COSTES DEL
SISTEMA ELÉCTRICO PARA EL CIERRE DE 2016
Y 2017**

**ANEXO II. ACTUALIZACIÓN DE LA PREVISIÓN
DE INGRESOS PROCEDENTES DE LA LEY
15/2012 Y LAS SUBASTAS DE LOS DERECHOS
DE CO₂ PARA EL CIERRE DEL EJERCICIO 2017
Y 2018**

2017	Tecnología	Producción (GWh)	Ingresos de mercado (miles €)	Pagos por capacidad (miles €)	Retribución específica o adicional (1) (miles €)	Valor de la producción (miles €)	Impuesto sobre la producción (miles €)	Impuesto carbón (miles €)	Impuestos hidrocarburos (miles €)	Impuesto nuclear (miles €)	Canon hidráulico (miles €)	TOTAL INGRESOS LEY 15/2012 (miles €)
Sistema peninsular	Producción convencional	149.271	8.559.720	401.231	-	8.960.951	627.267	294.895	172.423	296.139	135.714	1.526.438
	Hidráulica	15.496	879.158	29.717		908.875	63.621				135.714	199.336
	Nuclear	54.917	2.795.333			2.795.333	195.673			296.139		491.812
	Carbón	44.144	2.497.510	95.223		2.592.732	181.491	294.895				476.386
	CCGTS	34.713	2.387.719	276.291		2.664.010	186.481		172.423			358.904
	Producción RECORE	97.787	4.873.860	-	7.041.040	11.914.900	834.043	-	176.005	-	4.687	1.014.736
	Cogeneración	26.690	1.367.349		1.185.624	2.552.973	178.708		159.738			338.446
	Solar Fotovoltaica	7.891	390.695		2.383.581	2.774.275	194.199					194.199
	Solar Termosolar	5.333	264.065		1.337.561	1.601.626	112.114					112.114
	Eólica	43.999	2.142.689		1.462.092	3.604.781	252.335					252.335
	Hidráulica	4.448	226.156		85.185	311.341	21.794				4.687	26.481
	Biomasa	3.721	190.606		318.562	509.169	35.642					35.642
	Residuos	3.166	162.196		107.489	269.685	18.878					18.878
	Tratamiento de residuos	2.539	130.095		160.794	290.889	20.362		16.267			36.629
Otras tecnologías renovables	0	9		151	160	11						11
Sistema balear	4.803	300.988		276.312	577.300	40.411	18.834	9.582	-	-	-	68.826
Carbón	2.674	167.590		9.927	177.517	12.426	18.834					31.260
Fuéloleo	511	32.040		14.498	46.538	3.258		1.331				4.588
Gasóleo	177	11.110		44.342	55.452	3.882		1.742				5.623
Gas natural	979	61.364		154.797	216.161	15.131		6.273				21.404
Producción RECORE (2)	461	28.884		52.748	81.631	5.714		237				5.951
Sistema canario	8.918	555.302		616.290	1.171.592	82.011	-	-	-	-	-	82.011
Fuéloleo	4.908	310.748		134.783	445.531	31.187						31.187
Gasóleo	3.239	205.032		302.460	507.492	35.524						35.524
Diesel	97	6.166		78.689	84.855	5.940						5.940
Gas natural	-	-		-	-	-						-
Cogeneración Tenerife	0	0		-0	0	0						0
Hidroeléctrica	21	1.298		19.100	20.398	1.428						1.428
Producción RECORE	653	32.058		81.258	113.316	7.932						7.932
Ceuta y Melilla	417	26.846		48.517	75.363	5.275	-	-	-	-	-	5.275
Fuéloleo	409	26.392		42.796	69.188	4.843						4.843
Gasóleo	0	20		5.544	5.564	389						389
Producción RECORE	8	434		178	611	43						43
Consumo gas natural	Uso doméstico	61.075							142.802			142.802
	Uso industrial	141.529							76.365			76.365
Total						1.589.007	313.729	577.176	296.139	140.402	2.916.453	

2018	Tecnología	Producción (GWh)	Ingresos de mercado (miles €)	Pagos por capacidad (miles €)	Retribución específica o adicional (1) (miles €)	Valor de la producción (miles €)	Impuesto sobre la producción (miles €)	Impuesto carbón (miles €)	Impuestos hidrocarburos (miles €)	Impuesto nuclear (miles €)	Canon hidráulico (miles €)	TOTAL INGRESOS LEY 15/2012 (miles €)	
Sistema peninsular	Producción convencional	149.055	8.239.639	278.866	-	8.518.504	596.295	264.028	151.815	296.139	199.827	1.508.103	
	Hidráulica	24.424	1.219.300	10.630		1.229.930	86.095				199.827	285.922	
	Nuclear	54.544	2.434.272			2.434.272	170.399			296.139		466.538	
	Carbón	39.523	2.207.441	61.270		2.268.711	158.810	264.028				422.838	
	CCGTS	30.564	2.378.626	206.966		2.585.592	180.991		151.815			332.806	
	Producción RECORE	102.387	4.357.108	-	7.041.040	11.398.148	797.870	-	118.424	-	4.942	921.236	
	Cogeneración	26.690	1.219.190		1.185.624	2.404.814	168.337		102.157			270.494	
	Solar Fotovoltaica	7.891	358.042		2.383.581	2.741.623	191.914						191.914
	Solar Termosolar	5.333	241.995		1.337.561	1.579.557	110.569						110.569
	Eólica	47.351	1.863.162		1.462.092	3.325.254	232.768						232.768
	Hidráulica	5.696	244.138		85.185	329.323	23.053				4.942		27.994
	Biomasa	3.721	169.953		318.562	488.515	34.196						34.196
	Residuos	3.166	144.622		107.489	252.111	17.648						17.648
	Tratamiento de residuos	2.539	115.999		160.794	276.793	19.376		16.267				35.643
	Otras tecnologías renovables	0	8		151	159	11						11
Sistema balear	4.934	267.651		313.836	581.487	40.704	20.558	9.582	-	-	-	70.844	
Carbón	2.919	160.975		44.575	205.550	14.389	20.558					34.946	
Fuéloleo	376	20.732		7.963	28.695	2.009		978				2.987	
Gasóleo	240	13.244		29.232	42.477	2.973		2.360				5.333	
Gas natural	938	51.714		179.318	231.032	16.172		6.007				22.179	
Producción RECORE	461	20.985		52.748	73.732	5.161		237				5.398	
Sistema canario	8.997	490.646		696.654	1.187.299	83.111	-	-	-	-	-	83.111	
Fuéloleo	5.093	283.747		259.510	543.257	38.028						38.028	
Gasóleo	3.101	172.746		322.046	494.792	34.635						34.635	
Diesel	101	5.636		15.565	21.201	1.484						1.484	
Gas natural	-	-		-	-	-						-	
Cogeneración Tenerife	-	-		-	-	-						-	
Hidroeléctrica	20	1.092		18.274	19.366	1.356						1.356	
Producción RECORE	682	27.425		81.258	108.683	7.608						7.608	
Ceuta y Melilla	422	23.913		61.819	85.731	6.001	-	-	-	-	-	6.001	
Fuéloleo	413	23.464		55.923	79.387	5.557						5.557	
Gasóleo	1	62		5.718	5.781	405						405	
Producción RECORE	8	387		178	564	40						40	
Consumo gas natural													
Uso doméstico		143.854							336.349			336.349	
Uso industrial		62.676							33.818			33.818	
Total		265.796	13.378.956	278.866	8.113.348	21.771.170	1.523.982	284.586	649.988	296.139	204.769	2.959.463	

ANEXO III. RETRIBUCIÓN DEL OPERADOR DEL MERCADO PARA 2018

ANEXO III: RETRIBUCIÓN DEL OPERADOR DEL MERCADO PARA 2018

La CNMC remitió con fecha 12 de noviembre de 2014 al Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital, la “*Propuesta de metodología de retribución del operador del mercado*”, aprobada por la Sala de Supervisión Regulatoria en fecha 6 de noviembre de 2014 (INF/DE/0076/14), al objeto de cumplir con el mandato establecido en la Disposición adicional séptima de la Orden IET/221/2013, de 14 de febrero, *por la que se establecen los peajes de acceso a partir de 1 de enero de 2013 y las tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial*, de remitir una propuesta por parte de la CNMC al Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital, de metodología para el cálculo de la retribución del operador del mercado, y una propuesta de metodología para la fijación de los precios que debe cobrar el operador del mercado a los agentes.

1. BASE DE RETRIBUCIÓN PARA 2018

En esta propuesta de metodología, se contempla el establecimiento de una base de retribución, calculada con los datos de la contabilidad financiera auditada de la sociedad OMI, Polo Español, S.A. (OMIE) a 31/12/2013, por las funciones que a dicha fecha realizaba el operador del mercado. La base de retribución contiene los siguientes componentes, siendo 2013 el año base:

- Una retribución por OPEX, basada en los datos de la contabilidad cerrada y auditada de la sociedad que realiza la actividad de operación del mercado, detrayendo las provisiones para indemnizaciones de personal, e incorporando un ajuste sobre los costes que se retribuyen a partir de las subastas reguladas, para evitar la doble retribución. Atendiendo a la naturaleza de OMIE como “*asset-light utility*”, se consideró un margen del 5% sobre los OPEX.
- Un término de amortización estándar, basado en la dotación a la amortización del año base, y que se configura como un valor que permitiría recuperar las inversiones incurridas e ir renovando los equipos, bajo la perspectiva de que la operación del mercado no es una actividad intensiva en inversión, y que por otra parte, las inversiones que pueda realizar, en *software* y *hardware*, tienen ciclos de renovación cortos. El término de amortización estándar previene de retribuir individualmente inversiones, y desincentiva la sobreinversión.
- Un término de retribución financiera estándar, aplicando la tasa de retribución (6,507%) sobre el valor neto del inmovilizado asignado a la actividad de operación del mercado a cierre del año base.

Según la propuesta de metodología de la CNMC, la base de retribución constituiría la retribución que se reconocería por el ejercicio de las funciones que a 31/12/2013 realiza el operador del mercado. Además, la CNMC propone,

previa adaptación del marco normativo vigente, incorporar un tramo de retribución por incentivos, que podría ascender hasta el +/- 5% de la retribución (-2%/+3% en el primer periodo regulatorio).

La CNMC ha propuesto que la metodología de retribución sea del tipo “*Revenue cap*”, de forma que la base de retribución se mantendría constante mientras se mantengan también las funciones, salvo por la aplicación, en su caso, del índice de actualización que se propone en la metodología. De este modo, se consideraba que este método incentivaría la eficiencia en costes y la no sobreinversión. La propuesta de la CNMC es consistente con los principios establecidos en el artículo 14.3 de la Ley 24/2013 del sector eléctrico donde se establece que “*Para el cálculo de la retribución de las actividades de transporte, distribución, gestión técnica y económica del sistema, y producción en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares con régimen retributivo adicional se considerarán los costes necesarios para realizar la actividad por una empresa eficiente y bien gestionada, mediante la aplicación de criterios homogéneos en todo el territorio español, sin perjuicio de las especificidades previstas para los territorios no peninsulares. Estos regímenes económicos permitirán la obtención de una retribución adecuada a la de una actividad de bajo riesgo*”.

En aplicación de la propuesta de metodología, se ha actualizado la base de retribución con el índice de actualización hasta 2015, por consistencia con la metodología aprobada por la Sala de Supervisión Regulatoria el 6 de noviembre de 2014, y de forma consistente con la aplicación de índices de actualización a otras actividades reguladas. Sin embargo, no se ha aplicado la fórmula de actualización para actualizar la base de retribución de 2015 a 2016, ni de 2016 a 2017, ni tampoco de 2017 a 2018, ya que ha devenido inaplicable a tenor de la Ley 2/2015, de 30 de marzo, *de desindexación de la economía española*, que imposibilita la revisión periódica y predeterminada en función de precios, índices de precios o fórmulas que los contengan.

Por ello la retribución base para el año 2018 que aquí se presenta es igual a la retribución base calculada para el año 2015, 2016 y 2017, por un importe de **13.122,644 miles €**.

Cuadro 1. Base de retribución del TOTEX de la actividad de Operación del Mercado, año 2018. Importes en miles €

[INICIO CONFIDENCIAL]

[FIN CONFIDENCIAL]

Fuente: CNMC

2. COSTES POR FUNCIONES ADICIONALES

Por otra parte, y de conformidad con el apartado 9 de la propuesta de metodología de la CNMC, se considera que excepcionalmente podrían reconocerse nuevos costes asociados a nuevas funciones con carácter anual, para evitar desequilibrios bruscos de tesorería que puedan poner en riesgo la actividad de operación del mercado, si bien con carácter general, estos costes deberían considerarse, de adoptarse la propuesta de la CNMC, en la revisión de la retribución del operador del mercado que se realizaría cada 3 años, la mitad de la duración del periodo regulatorio de 6 años establecido con carácter general para las actividades reguladas del sector eléctrico, atendiendo a la novedad del mecanismo de retribución que se introduce. Estos costes se incorporarían provisionalmente, sin perjuicio de la cantidad finalmente resultante al cierre del ejercicio, que debe ser acreditada fehacientemente, por medio de facturas y/o extractos contables.

Dentro de este mecanismo previsto en la propuesta de metodología de la CNMC, estarían los costes derivados del Proyecto XBID, y la creación de una Unidad de Seguimiento y Monitorización.

De conformidad con lo anterior, la CNMC ha venido considerando en su propuesta de retribución del Operador del Mercado, los costes presupuestados por OMIE relativos al Proyecto XBID y la creación de una Unidad de Seguimiento y Monitorización, siguiendo la siguiente secuencia:

- En la propuesta de retribución del Operador del Mercado de cada ejercicio n , se ha incorporado el Presupuesto de OMIE del ejercicio n , relativo al Proyecto XBID y la Creación de una Unidad de Seguimiento y Monitorización.
- Al año siguiente, en la propuesta de retribución del Operador del Mercado del ejercicio $n+1$, se ha aplicado un ajuste para adaptar la previsión de gastos por estos conceptos del año n , a la previsión de cierre de dicho año n , indicada por OMIE con la información disponible en septiembre del año n .
- Dos años más tarde, en la propuesta de retribución del Operador del Mercado del ejercicio $n+2$, se ha aplicado un segundo ajuste para adaptar la previsión de cierre del año n , al dato de cierre de dicho año, según la información aportada por OMIE o disponible en las cuentas anuales de dicho ejercicio.

2.1 Costes del Proyecto XBID

De conformidad con lo anterior, los costes del Proyecto XBID que han venido siendo considerados en las propuestas de retribución del Operador del Mercado de la CNMC hasta 2016 (inclusive), son los siguientes:

Cuadro 2. Gastos del Proyecto XBID incorporados en las propuestas de retribución del OM 2014-2016. Importes en miles €

[INICIO CONFIDENCIAL]

[FIN CONFIDENCIAL]

Fuente: CNMC

Las cantidades asociadas al Proyecto XBID habían sido incluidas provisionalmente para evitar desequilibrios bruscos en la tesorería del Operador del Mercado que pudieran poner en riesgo su actividad, sin perjuicio de la liquidación final que resultara con respecto a los mismos.

La disposición transitoria primera de la Orden IET/2444/2014, de 19 de diciembre, por la que se determinan los peajes de acceso de energía eléctrica para 2015, establece que *“los costes en los que incurra el operador del mercado que se deriven del proyecto de desarrollo, puesta en marcha, operación y gestión de una plataforma conjunta de negociación para un mercado intradiario de ámbito europeo, serán considerados en la retribución que debe ser establecida para dicho operador conforme a lo dispuesto en la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, y su normativa de desarrollo”*.

Esta Comisión considera que la interpretación de este precepto es que los costes asociados al Proyecto XBID deben incorporarse dentro de la retribución del operador del mercado, y financiarse con cargo a los precios que pagan los agentes, de forma consistente con lo establecido en la Ley 24/2013.

Sin embargo, la disposición transitoria primera de la Orden IET/2735/2015, de 27 de diciembre, por la que se establecen los peajes de energía eléctrica para 2016, establece que los costes que se deriven del proyecto de desarrollo, puesta en marcha, operación y gestión de una plataforma conjunta de negociación para un mercado intradiario de ámbito europeo (costes del Proyecto XBID), de 2015 en adelante, sean satisfechos con cargo a las liquidaciones de las actividades reguladas, una vez validados por el Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital.

“Disposición transitoria primera. Retribución del Operador del Mercado Ibérico de Energía, Polo Español para 2016, y precios a cobrar a los agentes.

1. De conformidad con lo dispuesto en el artículo 14.11 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, y hasta el desarrollo de la metodología a la que se refiere el citado artículo, la cuantía global determinada para la

retribución de la sociedad OMI-Polo Español, S.A. correspondiente al año 2016 será de 14.568 miles de euros.

De acuerdo con lo previsto en el artículo 13.3.l) de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, la diferencia, positiva o negativa, que se produzca entre la cuantía resultante de la recaudación a los agentes del mercado de producción y la establecida en el párrafo anterior tendrá la consideración de ingreso o coste liquidable, y será incluida en el proceso de liquidaciones del sistema eléctrico gestionado por el órgano encargado de las liquidaciones en la liquidación 14 del ejercicio 2016.

Adicionalmente, se harán efectivos los importes que se deriven de los costes en los que incurra el operador del mercado que se deriven del proyecto de desarrollo, puesta en marcha, operación y gestión de una plataforma conjunta de negociación para un mercado intradiario de ámbito europeo. A estos efectos, el operador del mercado enviará a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y al Ministerio de Industria, Energía y Turismo la información de los costes incurridos en el ejercicio 2015 y en los sucesivos ejercicios, con el desglose y formato que se determine. Una vez validados por el Ministerio de Industria, Energía y Turismo los costes citados, éste procederá a comunicarlo a la Comisión de los Mercados y la Competencia a efectos de su abono al operador del mercado en la liquidación del ejercicio 2015 y sucesivos, según corresponda.

En virtud de lo establecido en la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, y en coherencia con lo dispuesto en el artículo 6 de la Orden IET/221/2013, de 14 de febrero, por la que se establecen los peajes de acceso a partir de 1 de enero de 2013 y las tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial, y en la disposición transitoria primera de la Orden IET/2444/2014, de 19 de diciembre, por la que se determinan los peajes de acceso de energía eléctrica para 2015, la retribución que se establece en el primer párrafo de este apartado se financiará con los precios que el operador del mercado cobre a los agentes del mercado de producción, tanto a los generadores como a los comercializadores, consumidores directos en mercado y gestores de cargas del sistema, que actúen en el ámbito del Mercado Ibérico de la Electricidad. Esta financiación será asumida a partes iguales por el conjunto de los productores de energía eléctrica por un lado, y por el conjunto de los comercializadores, consumidores directos en mercado y gestores de cargas del sistema por otro”.

Con fecha 18 de abril de 2016, tuvo entrada en la CNMC escrito del Secretario de Estado de Energía, en el que se indica:

“Con fecha 15 de febrero de 2016 tuvo entrada en este Ministerio el escrito de OMIE enviando información sobre los gastos incurridos en el proyecto de desarrollo, puesta en marcha, operación y gestión de una

plataforma conjunta de negociación para un mercado intradiario de ámbito europeo (XBID) durante el ejercicio 2015.

Dicho escrito fue enviado al amparo de lo previsto en la disposición transitoria primera de la Orden IET/2735/2015, de 17 de diciembre, por la que se establecen los peajes de acceso de energía eléctrica para 2016 y se aprueban determinadas instalaciones tipo y parámetros retributivos de instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

A la vista de la documentación aportada, fue solicitada a OMIE por este Ministerio aclaración sobre determinados aspectos de la información enviada, procediendo dicha empresa a dar respuesta mediante escrito de fecha 14 de marzo de 2016.

*La mencionada disposición transitoria primera de la Orden IET/2735/2015, de 17 de diciembre, señala:
(..)*

A la vista de lo anterior, adjunto se envía la documentación aportada por OMIE a fin de que dicha Comisión, como órgano encargado de las liquidaciones, proceda a incluirlos en las liquidaciones de ingresos y costes del sistema eléctrico.”

A dicho escrito se adjunta la información aportada por OMIE en fecha 15 de febrero de 2016, el oficio de solicitud de aclaraciones de la Directora General de Política Energética y Minas de fecha 3 de marzo de 2016, y el escrito de respuesta de OMIE de fecha 14 de marzo de 2016, en el que OMIE indica que el total a recuperar del Proyecto XBID en 2015 asciende a 1.105.253,32 €. Este importe fue satisfecho con cargo a las liquidaciones de las actividades reguladas de 2015.

[INICIO CONFIDENCIAL]

[FIN CONFIDENCIAL]

De conformidad con lo establecido en la Disposición Transitoria primera de la Orden IET/2735/2015, de 27 de diciembre, no corresponde a esta Comisión validar los costes del Proyecto XBID ni los conceptos que contiene.

No obstante, y dado que las propuestas de retribución del Operador del Mercado calculadas por la CNMC incorporaban costes del Proyecto XBID, se consideró necesario aplicar un ajuste en la retribución del Operador del Mercado en 2017, a fin de detraer la cantidad relativa a los costes del Proyecto XBID que ya había sido considerada en la propuesta de retribución de 2015 y 2016 de la CNMC. Dado que, de conformidad con lo establecido en la disposición transitoria primera de la Orden IET/2735/2015, de 27 de diciembre,

los costes del Proyecto XBID serán satisfechos con cargo a las liquidaciones de las actividades reguladas de forma separada.

Por todo lo cual, en el *“Informe sobre la Propuesta de Orden por la que se establecen los peajes de acceso de energía eléctrica para 2017”* (IPN/CNMC/029/16), la CNMC propuso incorporar en la propuesta de retribución del Operador del Mercado para 2017, los siguientes ajustes:

[INICIO CONFIDENCIAL]

[FIN CONFIDENCIAL]

Cuadro 3. Ajuste a incorporar en 2017 en relación con el Proyecto XBID. Importes en miles €

[INICIO CONFIDENCIAL]

[FIN CONFIDENCIAL]

Fuente: CNMC

Este ajuste no fue aplicado por el Ministerio de Energía, Turismo y Agenda digital. Según la Disposición transitoria primera de la Orden ETU/1976/2016, de 23 de diciembre, por la que se establecen los peajes de acceso de energía eléctrica para 2017, se mantiene la retribución del operador del mercado en 14.568 miles €, la misma cantidad de 2016. No obstante, esta retribución tiene carácter provisional hasta el desarrollo de la metodología a la que se refiere el artículo 14.11 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, y podrá ser ajustada cuando dicha metodología se establezca. Adicionalmente, la Orden ETU/1976/2016 mantiene la previsión relativa a la satisfacción de los costes del proyecto XBID con cargo a las liquidaciones de las actividades reguladas.

Con fecha 18 de octubre de 2017, se remitió a la CNMC escrito del Secretario de Estado de Energía, en el que se indica:

“Con fecha 24 de mayo de 2017 tuvo entrada en este Ministerio el escrito de OMIE enviando información sobre los gastos incurridos en el proyecto de desarrollo, puesta en marcha, operación y gestión de una plataforma conjunta de negociación para un mercado intradiario de ámbito europeo (XBID) durante el ejercicio 2016.

Dicho escrito fue enviado al amparo de lo previsto en la disposición transitoria primera de la Orden IET/2735/2015, de 17 de diciembre, por la que se establecen los peajes de acceso de energía eléctrica para 2016 y se aprueban determinadas instalaciones tipo y parámetros retributivos de instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

A la vista de la documentación aportada, fue solicitada a OMIE por este Ministerio aclaración sobre determinados aspectos de la información enviada, procediendo dicha empresa a dar respuesta mediante escrito de fecha 25 de septiembre de 2017.

*La mencionada disposición transitoria primera de la Orden IET/2735/2015, de 17 de diciembre, señala:
(..)*

A la vista de lo anterior, adjunto se envía la documentación aportada por OMIE a fin de que dicha Comisión, como órgano encargado de las liquidaciones, proceda a incluirlos en las liquidaciones de ingresos y costes del sistema eléctrico.”

A dicho escrito se adjunta la información aportada por OMIE en fecha 24 de mayo de 2017, en la que se indica que los gastos incurridos por OMIE durante el ejercicio 2016 han ascendido a 1.643.412,45 €. Asimismo, se señala que OMIE ha obtenido unos ingresos en el 2016 de 8.389 €, correspondientes a la incorporación de GESTORE DEI MERCATI ENERGETICI, S.P.A. (GME) al proyecto XBID. La diferencia entre ambos importes, por valor de 1.635.023,45 €, ha sido incluido en la liquidación definitiva de las actividades reguladas del sector eléctrico de 2016.

[INICIO CONFIDENCIAL]

[FIN CONFIDENCIAL]

De conformidad con lo establecido en la Disposición Transitoria primera de la Orden IET/2735/2015, de 27 de diciembre, no corresponde a esta Comisión validar los costes del Proyecto XBID ni los conceptos que contiene.

Con respecto al ejercicio 2017, esta Comisión no incluyó los costes presupuestados por OMIE del Proyecto XBID dentro de la retribución del Operador del Mercado, dado que según la Disposición Transitoria primera de la Orden IET/2735/2015, serán satisfechos con cargo a las liquidaciones de las actividades reguladas. **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]**

Como ha venido reiterando esta Comisión en los informes sobre las propuestas de órdenes ministeriales por las que se establecen los peajes de acceso, se considera que los costes del proyecto XBID deben ser incluidos dentro de la retribución del operador del mercado, y ser satisfechos con cargo a los precios a cobrar a los agentes.

Además, se considera que la forma actual de satisfacer los costes del proyecto XBID, a través de las liquidaciones de las actividades reguladas, no permite la

correcta aplicación del Reglamento (UE) 2015/1222 de la Comisión de 24 de julio de 2015, por el que se establece una directriz sobre la asignación de capacidad y la gestión de las congestiones (CACM). Este Reglamento establece un reparto de costes entre Portugal y España, así como un reparto de costes entre el operador del sistema y el operador del mercado, que aplica a partir del 14 de febrero de 2017.

Dicho Reglamento establece en su artículo 80 cómo debe realizarse el reparto de costes entre los distintos Estados miembros. Según este artículo, los costes comunes resultantes de las actividades coordinadas de todos los operadores del sistema y operadores del mercado que participen en el acoplamiento único diario e intradiario:

“Se repartirán entre los GRT y los operadores designados de los Estados miembros y terceros países que participen en el acoplamiento único diario e intradiario. Para calcular el importe a pagar por los GRT y los operadores designados de cada Estado miembro y, en su caso, de terceros países, una octava parte de los costes comunes se dividirá a partes iguales entre cada Estado miembro y tercer país; cinco octavas partes se dividirán entre cada Estado miembro y tercer país, proporcionalmente a su consumo; y dos octavas partes se dividirán a partes iguales entre los operadores designados participantes.”

En relación al reparto de costes entre el operador del sistema y el operador del mercado, el Reglamento indica que: *“los operadores designados y los GRT que cooperen en una determinada región acordarán una propuesta de reparto de los costes regionales”*. Y también establece que *“la propuesta será seguidamente aprobada por las autoridades nacionales competentes de cada Estado miembro de la región”*.

Por lo tanto, el Reglamento establece que tras su entrada en vigor los costes han de repartirse entre España y Portugal, y entre OMIE (como operador del mercado o NEMO) y RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA (como gestor de la red de transporte o TSO), de acuerdo con unas claves de reparto, que tras su definición se aplicarán de forma retroactiva desde el 14 de febrero de 2017 (fecha en la que los proyectos de acoplamiento diario e intradiario se consideran bajo el amparo del CACM).

El mencionado artículo 80 del CACM establece la necesidad de elaborar un informe de costes anual a nivel europeo por parte de los operadores. De acuerdo a las recomendaciones actuales dadas por parte de los reguladores europeos (*‘NRAs guidance to NEMOs and TSOs for preparing the Yearly Report on cost as referred to article 80 et seq CACM GL’*), este informe debe diferenciar costes según el tipo de operador al que aplican (*‘all TSO’*, *‘all NEMO’* y *‘joint TSO/NEMO’*) e igualmente diferenciar si son de operación o de desarrollo. El punto 3 establece como debe calcularse la cuota que debe afrontar el conjunto de operadores de cada país, de tal forma que, la cuota

española aplicada a los costes tipo 'all TSO' debe recaer sobre REE, y análogamente la cuota española aplicada a los costes tipo 'all NEMO' debe recaer sobre OMIE. La cuota española aplicada sobre los costes de tipo 'joint TSO/NEMO' debe repartirse entre REE y OMIE, a tal fin, se debe establecer un reparto a nivel nacional de la cuota de 'joint TSO/NEMO' entre REE y OMIE, que en el caso español se considera debe ser de un 50%/50% en línea con la mayoría de las decisiones adoptadas en otros países europeos.

Si los costes son satisfechos únicamente a OMIE, a través de las liquidaciones de las actividades reguladas, se produce una asimetría con respecto al operador del sistema, que también tiene que hacer frente a parte de los costes. Y además, Portugal no está contribuyendo a los costes conforme le corresponde. Por lo cual se reitera que los costes del proyecto XBID deben ser incluidos dentro de la retribución del operador del mercado, y ser satisfechos con cargo a los precios a pagar por los agentes.

2.2 Costes de la Unidad de Seguimiento y Monitorización del Mercado

La monitorización y supervisión del funcionamiento del mercado mayorista de electricidad, incluyendo el análisis del comportamiento individual de los agentes del mercado, está incluido en el Reglamento 1227/2011 del Parlamento Europeo y del Consejo de 25 de octubre de 2011 sobre la integridad y la transparencia del mercado mayorista de la energía y en las directrices emitidas por la Agencia de Cooperación de los Reguladores de la Energía (ACER) publicadas en junio de 2016. El Reglamento, junto con las guías de aplicación, establece que los PPATS (*persons professionally arranging transactions*), como es el caso de OMIE, como operador del mercado mayorista eléctrico, tienen un conocimiento exclusivo del mercado y están por tanto en una buena posición para monitorear las actividades de negociación e identificar los potenciales incumplimientos de los artículos 3 y 5 de REMIT, que establecen la prohibición de realizar operaciones con información privilegiada y de manipulación del mercado respectivamente. La guía precisa que REMIT impone una responsabilidad explícita a los PPATs de monitorear los mercados mayoristas de energía europeos, así como de contribuir a su integridad, transparencia y funcionamiento adecuado. Asimismo, el PPAT debe notificar al regulador información precisa de las transacciones sospechosas que pudieran resultar en un incumplimiento del REMIT. Según lo indicado por OMIE, esto implica el desarrollo de herramientas específicas y la dedicación de personal específico para cumplir correctamente con las obligaciones establecidas a los PPATs. Además, se requiere implantar medidas apropiadas de separación del equipo dedicado al seguimiento del mercado, para garantizar la integridad y la confidencialidad de la información analizada, así como la creación de un sistema de análisis, base de datos, etc., independiente del resto de unidades de OMIE.

En su propuesta de retribución del operador del mercado para 2017, la CNMC incluyó la previsión de OMIE, **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]**, para la creación de una Unidad de Seguimiento y Monitorización del Mercado. Esta cantidad había sido incluida provisionalmente para evitar desequilibrios bruscos en la tesorería del Operador del Mercado que pudieran poner en riesgo su actividad, sin perjuicio de la liquidación final que resultara con respecto a los mismos.

De conformidad con la previsión de cierre de 2017 aportada por OMIE, los costes ascenderán finalmente a **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]**

Según la información aportada por OMIE, el 1 de febrero de 2017 se ha creado la Dirección de Seguimiento de Mercado. En el tiempo transcurrido se ha diseñado un protocolo de seguimiento del mercado, que incluye procesos para identificar los eventos sospechosos:

1. Detección de umbrales (implantación de alertas automáticas)
2. Identificación de operaciones atípicas/sospechosas (agente, unidad, segmento)
3. Notificación a los Reguladores sobre operaciones atípicas/sospechosas
4. Apertura de investigación (transacción sospechosa)
5. Informe sobre resultados de la investigación. Remisión al regulador

Para el ejercicio 2018, **OMIE ha considerado una previsión de costes derivados de la creación de la Unidad de Seguimiento y Monitorización, de [INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL], que se incluyen provisionalmente dentro de la propuesta de retribución del operador del mercado para 2018. [INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]**

3. AJUSTE POR SERVICIOS PRESTADOS INTRAGRUPO ASOCIADOS A LA REALIZACIÓN DE SUBASTAS REGULADAS

De conformidad con la propuesta de metodología, la CNMC ha venido considerando en su propuesta de retribución del Operador del Mercado, un ajuste o reducción de la base de retribución, en concepto de los ingresos que recibe OMIE de sus filiales, por la prestación de servicios asociados a las subastas reguladas, dado que lo contrario implicaría retribuir dichos costes doblemente, dentro de la operación del mercado, por una parte, y como retribución por el desarrollo de las subastas a las filiales. De conformidad con la metodología, se ha venido aplicando un porcentaje de reducción de los ingresos de las subastas del 79%²².

²² Dicho porcentaje se obtuvo a partir de la cantidad facturada por OMIE a sus filiales en relación a los ingresos que obtuvieron estas en 2013 por la realización de subastas. En 2012, este porcentaje ascendió al 96%.

En el cálculo de estos ajustes, se ha seguido la siguiente secuencia:

- En la propuesta de retribución del Operador del Mercado de cada ejercicio n, se ha deducido un 79% de los ingresos previstos por subastas en cada ejercicio n, según la información disponible en la CNMC en septiembre del año n-1.
- Al año siguiente, en la propuesta de retribución del Operador del Mercado del ejercicio n+1, se ha aplicado un ajuste para adaptar los ingresos previstos por subastas del año n, a la mejor información disponible en septiembre del año n.
- Dos años más tarde, en la propuesta de retribución del Operador del Mercado del ejercicio n+2, se ha aplicado un segundo ajuste para considerar finalmente los ingresos reales por subastas del año n, una vez cerrado este ejercicio.

Siguiendo esta misma secuencia, a continuación se muestran los ajustes por servicios intragrupo asociados a la realización de subastas reguladas en 2015, 2016 y 2017, que han sido incorporados en las propuestas de retribución del Operador del Mercado de la CNMC, así como los **ajustes que es necesario incorporar en 2018**, y cuyo valor asciende a **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]**

Este ajuste es debido a que en la propuesta de retribución del operador del mercado para 2017, no se preveía la realización de subastas en 2017. Sin embargo, finalmente OMEL DIVERSIFICACIÓN ha realizado 2 subastas para la asignación del régimen retributivo específico a nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, al amparo de lo dispuesto en el R.D. 650/2017, de 16 de junio, habiendo percibido una retribución total por las mismas de 642.954 €.

En 2018, no se prevé que las filiales de OMIE reciban ingresos por la organización de subastas, luego no se aplica ningún ajuste negativo por este concepto.

Cuadro 4. Ajuste a incorporar en 2018 por servicios intragrupo relativos a la organización de subastas reguladas. Importes en miles €

[INICIO CONFIDENCIAL]

[FIN CONFIDENCIAL]

Fuente: CNMC

4. CONSIDERACIONES ADICIONALES

4.1 Contrato de prestación de servicios con MIBGAS

OMIE indica que ha desarrollado la estructura y sistemas necesarios para la operación del Mercado organizado del Gas, bajo un contrato de prestación de servicios con MIBGAS. Cabe indicar que no se han tenido en cuenta para determinar la retribución del operador del mercado, los costes incurridos por OMIE asociados a estos trabajos, que deberán ser recuperados mediante el contrato de prestación de servicios con MIBGAS. **[INICIO CONFIDENCIAL]**
[FIN CONFIDENCIAL]

4.2 Contrato de prestación de servicios con MIBGAS DERIVATIVES

El artículo 11 de la Orden *ETU/1977/2016, de 23 de diciembre, por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas y la retribución de las actividades reguladas para 2017*, habilita a MIBGAS, S.A. para negociar nuevos productos a) y b), que se enmarcan fuera del sistema regulado de gas natural, y que no están sometidos a regulación sectorial específica ni recibirán retribución alguna por parte del sistema gasista:

- a) Productos de transferencia de titularidad del gas entregados en el Punto Virtual de Balance del sistema con un horizonte temporal mayor al último día del mes siguiente al de la realización de la transacción.
- b) Productos de transferencia de titularidad del gas natural licuado en los tanques de plantas de regasificación o agrupación de ellas, y de gas natural en los almacenamientos subterráneos básicos.

Asimismo, se establece que MIBGAS S.A. llevará cuentas separadas que garanticen la separación contable entre los costes e ingresos vinculados a la negociación de los productos habilitados a negociar en el mercado organizado del gas que reciben retribución transitoria, y el resto de costes e ingresos vinculados a la negociación de los productos habilitados a negociar en el mercado organizado del gas que quedan fuera de la retribución transitoria, así como del resto de actividades que MIBGAS, S.A. realice de forma accesorio, y que también quedan fuera de la retribución anual transitoria.

Con fecha 12 de septiembre de 2017, MIBGAS, S.A. comunicó a la CNMC la constitución de su filial 100% participada MIBGAS DERIVATIVES, S.A.U. con un capital social inicial de 500.000 €, el pasado 27 de julio de 2017. Al haber optado por una separación jurídica, se cumplen los criterios de separación contable, dado que MIBGAS DERIVATIVES, S.A.U. dispondrá de su propia contabilidad financiera. **[INICIO CONFIDENCIAL]** **[FIN CONFIDENCIAL]**

En el presupuesto de 2018 de OMIE, se prevé que OMIE de soporte a la operación e infraestructura de MIBGAS DERIVATIVES, a través de un contrato de prestación de servicios con dicha sociedad, similar al instrumentado con MIBGAS. **[INICIO CONFIDENCIAL] FIN CONFIDENCIAL]**

En todo caso, cabe indicar que al tratarse de una actividad no regulada, no deben tenerse en cuenta para determinar la retribución del operador del mercado, los costes incurridos por OMIE asociados a estos trabajos, que deberán ser recuperados mediante el contrato de prestación de servicios con MIBGAS DERIVATIVES.

4.3 REMIT

Por otra parte, OMIE indica en su presupuesto de 2018, que continua desarrollando su actividad como entidad acreditada *Registered Reporting Mechanisms (RRMs)*, por la Agencia de Cooperación de los Reguladores de Energía (ACER), en el marco regulatorio de REMIT. En este sentido, OMIE ofrece el servicio a los agentes de realizar el intercambio eficaz y seguro de información entre los participantes del mercado y ACER.

La actividad del proyecto REMIT se inició en noviembre de 2015 por parte de OMIE y los gastos asociados están incluidos en los gastos de personal y mantenimiento de los sistemas necesarios para el desarrollo de esta actividad.

[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]

En relación a esta prestación de servicios, se señala que no se han tenido en cuenta para determinar la retribución del operador del mercado, los nuevos costes incurridos, que son recuperados por medio de los precios que satisfacen los agentes.

[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]

4.4 Proyecto PCR²³

De conformidad con la propuesta de metodología de la CNMC, no se consideran las modificaciones y adaptaciones que se derivan del PCR en 2018, ya que la base de retribución, calculada con datos de 2013, incorpora un coste

²³ *Price Coupling of Regions (PCR)* es el proyecto de los mercados europeos de electricidad, para desarrollar un sistema de acoplamiento de mercados que calcule los precios de la electricidad en toda Europa, y que permita asignar la capacidad transfronteriza en los mercados de corto plazo. Actualmente, OMIE trabaja en conjunto con otros Operadores del Mercado y operadores del sistema en dos proyectos de alcance europeo: El PCR o mercado diario y el XBID o mercado intradiario. El PCR está ya operando, mientras que el XBID se encuentra en su fase final de desarrollo, estando prevista su entrada en operación a principios de 2018.

importante asociado al desarrollo del PCR, siendo el coste de modificaciones y adaptaciones recurrente anual, inferior al coste de desarrollo de 2013, por lo que se considera que dichas modificaciones y adaptaciones están internalizadas en la base de retribución, no teniendo el proyecto PCR carácter de nueva función. **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]**

Puesto que el proyecto PCR se implementó en 2013, se considera que los costes asociados al proyecto PCR que se generen en el futuro, están ya internalizados en la base de retribución, y forman parte de las funciones de OMIE en base a las cuales dicha retribución se ha calculado.

Se señala, no obstante, que en caso de que OMIE recupere parte de los costes históricos del proyecto, por la adhesión de nuevos participantes, estas cantidades deberían ser deducidas de su retribución.

4.5 Dividendos OmiClear

[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]

No se tienen en cuenta en la retribución del operador del mercado, ni la adquisición de participaciones en OmiClear, ni los dividendos que se reciben asociados a dicha participación.

Según la nota 9 de las cuentas auditadas de OMIE de 2016, con fecha 16/12/2015 OMIE ha concedido un préstamo a OmiClear por importe de 373.324 €, con vencimiento el 31/12/2021 y que devenga un tipo de interés de Euribor 6 meses más un margen del 3,25%.

4.6 Cursos de formación

Tampoco se han tenido en cuenta en el cálculo de la retribución del operador del mercado, ni los costes ni los ingresos recibidos por los cursos de formación que realiza OMIE **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]** A pesar de no tenerlos en cuenta, se señala que según la nota 16 de la memoria de las cuentas auditadas de OMIE de 2016, la sociedad ha obtenido unos ingresos de 170 miles € en concepto de *“ingresos provenientes de cursos de formación y cobros de las comisiones por intereses de la gestión de la cuenta de liquidaciones”*.

4.7 Plantilla

[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]

Cuadro 5. Dedicación de plantilla de OMIE. Número de personas

[INICIO CONFIDENCIAL]

[FIN CONFIDENCIAL]

Fuente: información aportada por OMIE

[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]

En las cuentas auditadas de 2016 de OMIE, dentro de los gastos de personal (nota 17) hay un concepto denominado “*indemnizaciones y provisión por personal directivo*” que la CNMC no consideró a efectos del cálculo de la base de retribución de OMIE en su propuesta de metodología, cuyo importe asciende a 1.173.100 € para el ejercicio 2016, frente a los 600.000 € que la sociedad realizaba como dotación a la provisión anualmente en ejercicios anteriores (2012, 2013, 2014 y 2015).

De este importe, en la nota 13 de la memoria se indica que 970.000 € se corresponden con dotaciones de esta provisión, y 150.367 € con la aplicación de un importe sobre el importe provisionado, debido a la baja de uno de los directivos de la sociedad en 2016.

Asimismo, en la nota 13 de la memoria de las cuentas auditadas de OMIE, se señala que “*el importe de la provisión a 31 de diciembre de 2016 corresponde a la provisión por las responsabilidades con el Presidente y ciertos directivos de la Sociedad derivadas tanto, de relaciones contractuales, como de las obligaciones incluidas en los acuerdos marcos de definición del mercado ibérico de energía España – Portugal de fecha 10 de junio de 2011, ambas incluidas en el desglose de costes presupuestados a petición del Ministerio para la aprobación de la retribución correspondiente aprobada por Orden Ministerial en cada ejercicio*”.

Al respecto de esta consideración, se reitera que la propuesta de metodología de retribución del operador del mercado de la CNMC no considera las dotaciones que sistemáticamente se vienen realizando en cada ejercicio por este concepto, dentro de los costes que deban retribuirse con cargo a la actividad regulada de operación del mercado. Todo ello sin perjuicio de la decisión que los accionistas de OMIE adopten libremente al respecto.

Adicionalmente en la nota 13 de la memoria de las cuentas auditadas de 2016 de OMIE se señala lo siguiente:

“El contrato de 24 de julio de 2009 del Presidente fue aprobado por el Consejo de la Sociedad el 25 de julio de 2009. A propuesta de la Comisión de Retribuciones y tras la aprobación del Consejo de Administración por unanimidad con fecha 26 de febrero de 2016, se ha procedido a modificar dicho contrato actualizando la cláusula de indemnización y estableciendo un importe máximo indemnizatorio definido a partir del ejercicio 2016, siguiendo las prácticas habituales del mercado. De acuerdo al citado contrato, la indemnización devengada será abonada en el momento en que cese de su condición de Presidente de la Sociedad.”

En relación a los contratos de directivos, el Comité de Retribuciones junto con el Consejo de Administración durante el ejercicio 2016, han estado valorando distintas opciones que sirvieran como herramienta de gestión y mecanismo de cumplimiento del plan estratégico de rotación de puestos clave para la Sociedad. Como resultado de los trabajos realizados, y siguiendo las prácticas habituales del mercado, tanto el Comité de Retribuciones como el Consejo de Administración han aprobado a finales de 2016 un plan denominado “programa Horizonte” para la transformación de las cláusulas de indemnización reconocidas a algunos de los directivos de la empresa, derivados de los planes de renovación incluidos en los acuerdos marco de definición del mercado ibérico de energía España-Portugal cuya formalización ha de realizarse en 2017. En este programa se plantea un ahorro considerable del coste de indemnización, estableciendo un importe definido que no se incrementa a futuro, garantizándose al directivo una permanencia hasta la edad pactada, que en principio se establece en 62-63 años, compaginando la continuidad del personal con una adecuada rotación en los puestos clave de la compañía”.

Cabe señalar que según las cuentas auditadas de OMIE, la sociedad disponía a 31/12/2016 de un importe de 3.912 miles € provisionado en total para hacer frente a indemnizaciones al Presidente y a ciertos directivos. De este importe, 3.374 miles € está externalizado en un depósito con tipo de interés del 2,2%, a través de una compañía de seguros.

4.8 Otros servicios exteriores

[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]

5. ANÁLISIS DE LOS COSTES DE LA ACTIVIDAD DE OPERACIÓN DEL MERCADO EN EL PERIODO 2013-2016

En este apartado se presenta un análisis de la evolución de los costes de la actividad de operación del mercado en el periodo 2013-2016 (último ejercicio cerrado disponible), al objeto de evaluar si existen diferencias significativas entre los costes de 2013 (cuyos datos se consideraron para calcular la base de retribución) en la propuesta de metodología de retribución del operador del mercado elaborada por la CNMC, y los costes de 2014, 2015 y 2016.

Cuadro 6. Análisis de los costes del Operador del Mercado en el periodo 2013-2016.
Importes en €

[INICIO CONFIDENCIAL]

[FIN CONFIDENCIAL]

Fuente: Circular 5/2009 y Cuentas anuales de OMIE

[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]

El análisis de costes que se muestra en el cuadro anterior pone de manifiesto que no existen diferencias significativas entre los costes del Operador del Mercado de 2013, que fueron considerados por la CNMC para calcular la base de retribución, en su propuesta de metodología de retribución del operador del mercado, y los de los ejercicios 2014, 2015 y 2016.

Según las cuentas auditadas de 2016 de OMIE, la sociedad ha obtenido un resultado del ejercicio después de impuestos en 2016 de 2,38 millones €. Este resultado supone un incremento del 3,4% sobre 2,3 millones € de beneficio de 2015. Tanto en 2014, 2015, como en 2016, OMIE ha distribuido a dividendos el 90% del resultado del ejercicio.

Las cuentas de 2016 incorporan los costes del Proyecto XBID **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]**, así como las dotaciones a provisiones para indemnizaciones al Presidente y a ciertos directivos.

OMIE ha registrado en el balance, dentro de “Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar”, el importe de 1.201 miles²⁴ € correspondiente a los costes repercutidos por terceros a OMIE asociados al Proyecto XBID, en previsión de que dichos costes sean ingresados a OMIE en aplicación de la Orden IET/2735/2015, de 17 de diciembre. **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]**

6. PROPUESTA DE RETRIBUCIÓN DEL OPERADOR DEL MERCADO PARA 2018

La propuesta de retribución para 2018 se muestra en el siguiente cuadro.

De conformidad con la “*Propuesta de metodología de retribución del operador del mercado*”, aprobada por la Sala de Supervisión Regulatoria en fecha 6 de noviembre de 2014 (INF/DE/0076/14), al objeto de cumplir con el mandato establecido en la Disposición adicional séptima de la Orden IET/221/2013, de 14 de febrero, *por la que se establecen los peajes de acceso a partir de 1 de enero de 2013 y las tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial*, se propone una retribución provisional para el operador del mercado en 2018 de 13.338,676 miles de euros, sin considerar los costes del Proyecto XBID, dado que de conformidad con los términos establecidos en la disposición transitoria primera de la Orden IET/2735/2015, de 27 de diciembre, estos costes serán satisfechos de forma separada, a través de las liquidaciones de las actividades reguladas.

²⁴ Dato obtenido del informe de gestión de OMIE, correspondiente al ejercicio 2016.

No obstante lo anterior, esta Comisión considera que los costes asociados al Proyecto XBID deben incorporarse dentro de la retribución del operador del mercado, y financiarse con cargo a los precios que pagan los agentes, de forma consistente con lo establecido en la Ley 24/2013. Y a tal fin, considera necesario derogar la previsión relativa a la recuperación de los costes del proyecto XBID a través de las liquidaciones de las actividades reguladas, que se incorporó en la disposición transitoria primera de la Orden IET/2735/2015, de 17 de diciembre y la Orden ETU/1976/2016, de 23 de diciembre, para el ejercicio 2018 y siguientes.

Cuadro 7. Propuesta de retribución del Operador del mercado. Importes en miles €

[INICIO CONFIDENCIAL]

[FIN CONFIDENCIAL]

Fuente: CNMC

Nota: La base retributiva incluye los costes correspondientes al PCR.

[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]

ANEXO IV. RETRIBUCIÓN DEL OPERADOR DEL SISTEMA PARA 2018

ANEXO IV. RETRIBUCIÓN DEL OPERADOR DEL SISTEMA PARA 2018

La CNMC remitió con fecha 12 de noviembre de 2014 al Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital, la “*Propuesta de metodología de retribución del Operador del Sistema*”, aprobada por la Sala de Supervisión Regulatoria en fecha 6 de noviembre de 2014 (INF/DE/0076/14), al objeto de cumplir con el mandato establecido en la Disposición adicional séptima de la Orden IET/221/2013, de 14 de febrero, *por la que se establecen los peajes de acceso a partir de 1 de enero de 2013 y las tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial*, de remitir una propuesta por parte de la CNMC al Ministerio de Industria, Energía y Turismo, de metodología para el cálculo de la retribución del Operador del Sistema, y una propuesta de metodología para la fijación de los precios que debe cobrar el Operador del Sistema a los agentes.

1. BASE DE RETRIBUCIÓN PARA 2018

En esta propuesta de metodología, se contempla el establecimiento de una base de retribución, calculada con los datos de la contabilidad separada de la actividad de operación del sistema a 31/12/2013, obtenida de la Circular 5/2009 y de las cuentas auditadas de RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA, S.A.U., por las funciones que a dicha fecha realiza el Operador del Sistema. La base de retribución contiene los siguientes componentes, siendo 2013 el año base:

- Una retribución por OPEX, basada en los datos de la contabilidad separada de la actividad de operación del sistema, detrayendo los gastos de personal activados, las indemnizaciones y los otros ingresos de explotación. Atendiendo a la naturaleza del OS como “*asset-light utility*”, se consideró un margen del 5% sobre los OPEX.
- Un término de amortización estándar, basado en la dotación a la amortización del año base, y que se configura como un valor que permitiría recuperar las inversiones incurridas e ir renovando los equipos, bajo la perspectiva de que la operación del sistema no es una actividad intensiva en inversión y que, por otra parte, las inversiones que pueda realizar, en *software* y *hardware*, tienen ciclos de renovación cortos. El término de amortización estándar previene de retribuir individualmente inversiones, y desincentiva la sobreinversión.
- Un término de retribución financiera estándar, aplicando la tasa de retribución (6,507%) sobre el valor neto del inmovilizado asignado a la actividad de operación del sistema a cierre del año base.

Según la propuesta de metodología de la CNMC, la base de retribución constituiría la retribución que se reconocería por el ejercicio de las funciones que a 31/12/2013 realiza el Operador del Sistema, y que asciende a 59.272 miles de euros. Además, la CNMC propuso incorporar un tramo de retribución

por incentivos, que podría ascender hasta el +/- 5% de la retribución (-2% / +3% en el primer periodo regulatorio).

La CNMC propuso que la metodología de retribución sea del tipo “*Revenue cap*”, de forma que la base de retribución se mantendría constante mientras se mantuvieran también las funciones, salvo por la aplicación, en su caso, del índice de actualización que se propone en la metodología. De este modo, se consideraba que este método incentivaría la eficiencia en costes y la no sobreinversión. La propuesta de la CNMC es consistente con los principios establecidos en el artículo 14.3 de la Ley 24/2013 del sector eléctrico donde se establece que “*Para el cálculo de la retribución de las actividades de transporte, distribución, gestión técnica y económica del sistema, y producción en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares con régimen retributivo adicional se considerarán los costes necesarios para realizar la actividad por una empresa eficiente y bien gestionada, mediante la aplicación de criterios homogéneos en todo el territorio español, sin perjuicio de las especificidades previstas para los territorios no peninsulares. Estos regímenes económicos permitirán la obtención de una retribución adecuada a la de una actividad de bajo riesgo*”.

En aplicación de la propuesta de metodología, se ha actualizado la base de retribución con el índice de actualización hasta 2015, por consistencia con la metodología aprobada por la Sala de Supervisión Regulatoria el 6 de noviembre de 2015, y de forma consistente con la aplicación de índices de actualización a otras actividades reguladas. Sin embargo, no se ha aplicado la fórmula de actualización para actualizar la base de retribución de 2015 a 2016, de 2016 a 2017, ni de 2017 a 2018, ya que ha devenido inaplicable a tenor de la Ley 2/2015, de 30 de marzo, de *desindexación de la economía española*, que imposibilita la revisión periódica y predeterminada en función de precios, índices de precios o fórmulas que los contengan.

Por ello la retribución base para el año 2018 que aquí se presenta es igual a la retribución base calculada para los años 2015, 2016 y 2017, por un importe de **58.627 miles de euros**.

Cuadro 1. Base de retribución del TOTEX de la actividad de Operación del Sistema, año 2018. Miles €

[INICIO CONFIDENCIAL]

[FIN CONFIDENCIAL]

Fuente: CNMC

2. DETRACCIÓN DE INGRESOS POR LAS ACTUACIONES DE VERIFICACIÓN EN EL SISTEMA DE MEDIDAS

De conformidad con la metodología de la CNMC, para obtener la propuesta de retribución de la actividad de operación del sistema para el año 2018, se detraen los ingresos que el Operador del Sistema prevé obtener por las actuaciones de verificación en el sistema de medidas, que el OS realiza a petición de los agentes, [INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL] Estos ingresos se detraen dado que los costes asociados a los mismos están imputados a la actividad de operación del sistema dentro de la contabilidad separada por actividades, y por lo tanto han sido tenidos en cuenta a la hora de calcular la base de retribución.

3. COSTES POR FUNCIONES ADICIONALES

Por otra parte, y de conformidad con el apartado 11 de la propuesta de metodología de la CNMC, se considera que excepcionalmente podrían reconocerse nuevos costes asociados a nuevas funciones con carácter anual, para evitar desequilibrios bruscos de tesorería que puedan poner en riesgo la actividad de Operación del Sistema. Con carácter general estos costes deberían considerarse, de adoptarse la propuesta de la CNMC, en la revisión de la retribución del operador del sistema que se realizaría cada 3 años, la mitad de la duración del periodo regulatorio de 6 años establecido con carácter general para las actividades reguladas del sector eléctrico, atendiendo a la novedad del mecanismo de retribución que se introduce y de los incentivos.

En este sentido, la CNMC propuso en el *“Informe sobre la Propuesta de Orden por la que se establecen los peajes de acceso de energía eléctrica para 2017”* (IPN/CNMC/029/16), incorporar un importe de [INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL] en concepto de costes asociados a nuevas funciones en 2014, y un importe de [INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL] en concepto de costes asociados a nuevas funciones en 2015. Todo ello considerando que el OS había remitido determinada documentación soporte, como facturas, que acreditaban fehacientemente el importe del gasto soportado en concepto de pagos a terceros por nuevas funciones atribuidas por la normativa europea y española en los ejercicios cerrados 2014 y 2015.

Estos importes no fueron aplicados. Según la Disposición transitoria segunda de la Orden ETU/1976/2016, de 23 de diciembre, por la que se establecen los peajes de acceso de energía eléctrica para 2017, se mantiene la retribución del Operador del Sistema en 56.000 miles €, la misma cantidad de 2016. No obstante, esta retribución tiene carácter provisional hasta el desarrollo de la metodología a la que se refiere el artículo 14.11 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, y podrá ser ajustada cuando dicha metodología se establezca.

En atención a este principio consignado en la propuesta de metodología de la CNMC, mediante oficio del Director de Energía remitido al Operador del Sistema (*Asunto: Petición de información con el objeto de emitir los correspondientes informes sobre la actualización de las tarifas de acceso a las redes y retribuciones. REF.: INF/DE/120/17*), se solicitó la siguiente información relativa a los costes por funciones adicionales:

Indicar para los ejercicios 2016 (dato de cierre), 2017 (previsión de cierre) y 2018 (estimado) los gastos (desglosados por conceptos) correspondientes a nuevas funciones del Operador del Sistema, que hayan sido asignadas por la regulación. Identificar de forma individualizada los gastos correspondientes a cada nueva función y aportar la documentación de soporte que acredite fehacientemente el importe del gasto y que este se corresponde a una nueva función. Entre otros conceptos se solicitan expresamente los siguientes:

- *En relación a los costes por funciones adicionales derivadas de la normativa europea:*
 - *Se solicita que indique el importe de la cuota satisfecha por el Operador del Sistema a ENTSO-E en 2016, y el importe que prevé satisfacer en 2017 y 2018. Se solicita que remita la factura o apunte contable que acredite fehacientemente el importe satisfecho para el ejercicio 2016, y la documentación soporte que acredite fehacientemente el importe que deberá satisfacer en 2017 y 2018.*
 - *Se solicita que desglose los costes incurridos en el año 2016, y previstos para 2017 y 2018, por nuevas funciones atribuidas por la normativa europea, para cada sistema y proyecto, según el desglose remitido a la CNMC en el “Informe de los costes incurridos por REE en los trabajos necesarios para la consecución del Mercado Interior de la electricidad”. Además, se solicita que identifique el importe de los servicios exteriores o costes repercutidos por un tercero en relación a dichos proyectos, y se aporte la documentación de soporte, como contratos y facturas, que permita acreditar fehacientemente el importe del gasto incurrido, su naturaleza, y su correspondencia con el proyecto o sistema.*

- *En relación a las subastas de interrumpibilidad:*

Se solicita que remita los contratos y facturas, que acrediten fehacientemente el importe satisfecho en el año 2016, en relación a las

subastas de interrumpibilidad, y la documentación soporte que acredite fehacientemente el importe que deberá satisfacer en 2017 y 2018.

- *En relación a las pruebas en los grupos de generación de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares:*

Se solicita que remita el contrato y las facturas, que permitan acreditar fehacientemente el importe del gasto incurrido en 2016, y la documentación soporte que acredite fehacientemente el importe que deberá satisfacer en 2017 y 2018.

En respuesta a estas peticiones, el Operador del Sistema ha aportado un documento de “Propuesta de reconocimiento de costes de la Operación del Sistema Eléctrico para 2018”, que recoge la siguiente información sobre los costes por funciones adicionales atribuidas por la normativa europea y española, relativa al ejercicios 2016 (datos de cierre), 2017 (previsión de cierre) y 2018 (estimación). Además, también ha remitido una carta con título “Petición de información con el objeto de emitir los correspondientes informes sobre la actualización de las tarifas de acceso a las redes (REF.: INF/DE/120/17). Información adicional”, con fecha de 13 de noviembre de 2017, donde se actualiza el importe previsto para ENSTO-E en 2018 debido a la implementación de nuevos programas y *network codes*.

Cuadro 2. Evolución Costes de funciones adicionales 2014-2018 aportada por el OS (miles de euros)

[INICIO CONFIDENCIAL]
[FIN CONFIDENCIAL]

Fuente: OS y Orden ETU/1133/2017

Nótese que en el cuadro anterior no se ha considerado la cifra de **[INICIO CONFIDENCIAL]** **[FIN CONFIDENCIAL]** estimada por el OS para 2018 por la organización de las subastas de interrumpibilidad, debido a que según la orden ETU/1133/2017, “*el coste imputable a la organización del procedimiento de subastas será soportado por aquellos participantes que resulten adjudicatarios, en función de la cantidad de potencia adjudicada*”.

[INICIO CONFIDENCIAL] **[FIN CONFIDENCIAL]**

El OS ha aportado determinada documentación de soporte, como facturas, que acreditan el importe de la mayoría de estos gastos en 2016 y que se analizan a continuación.

3.1 Costes por funciones adicionales derivados de la normativa europea

En relación a los costes adicionales derivados de la normativa europea, estos se corresponden con el siguiente desglose:

Cuadro 3. Evolución costes adicionales por nuevas funciones introducidas por la Normativa Europea 2014-2017 aportados por el OS (Euros)

[INICIO CONFIDENCIAL]

[FIN CONFIDENCIAL]

Fuente: OS

Nota: La descripción de los proyectos es la siguiente:

IFE- JAO- EU HAR+SA: Asignación derechos físicos de capacidad en la interconexión Francia - España en aplicación de las reglas EU HAR y SAR

DA MRC: Participación, supervisión y control del acoplamiento de mercados diarios (Day Ahead Multi Regional Coupling (DA MRC))

SUBASTAS CP IFE: Ejecución de subastas explícitas de corto plazo en la interconexión Francia - España

BALIT - IFE&IPE: Programación de servicios transfronterizos de balance mediante la plataforma BALIT

TRANSP-REMIT: Implantación del Reglamento Europeo de Transparencia y del Reglamento REMIT

XBID NWE+ & SWE LIP: Proyecto para el diseño y la implantación de la plataforma europea de contratación intradiaria continua

TERRE: Proyecto para el diseño de plataforma suprarregional de intercambio de energías de balance RR (Replacement Reserves- gestión de envíos)

GL MERCADOS: Implantación de las GLs de mercados en la región SWE y en el SEE

mFRR: Proyecto para el diseño de plataforma europea de intercambio de energías mFRR (manual Frequency Restoration reserves- terciaria)

aFRR: Proyecto para el diseño de plataforma europea de intercambio de energías aFRR (automatic Frequency Restoration Reserves – secundaria)

IGCC: Proyecto para la integración del sistema eléctrico español en el proceso de Imbalance Netting (IN)

CORESOS: Participación del OS en CORESO (Coordination of Electricity System Operators)

ENTSO-E: Participación del OS en las actividades de ENTSO-E

Se considera que REE ha aportado a la CNMC facturas con fecha de emisión 2016 que acreditan los “Pagos a terceros”, relativos a proyectos europeos implantados y en curso, por importe de [INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL], según se muestra en el siguiente cuadro:

Cuadro 4. Costes de Normativa Europea 2016 justificados (Euros)

[INICIO CONFIDENCIAL]

[FIN CONFIDENCIAL]

Fuente: Elaboración propia a partir de información aportada por el OS

[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]

Como puede observarse en los cuadros anteriores, la cuota de ENTSO-E es el importe más relevante de los costes asociados a la normativa europea. REE ha acreditado ante la CNMC, mediante facturas, los importes satisfechos en concepto de cuota a ENTSO-E en 2016 y 2017. Teniendo en cuenta que el OS ya era miembro de ENTSO-E en 2013, se considera que el coste de esta cuota ya está incorporado en la base de retribución, que se calculó con los datos de los costes a 31 de diciembre de 2013, por lo que únicamente cabría incorporar los incrementos de esta cuota que se hubieran producido desde entonces, y que se detallan en el siguiente cuadro:

Cuadro 5. Evolución Cuota ENTSO-E 2014-2017 (euros)

[INICIO CONFIDENCIAL]

[FIN CONFIDENCIAL]

Fuente: Elaboración propia a partir de información aportada por el OS

Teniendo en cuenta esta consideración, se considera que cabría valorar reconocer los siguientes costes externos repercutidos al OS, asociados a proyectos europeos en el ejercicio 2016, [INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]

Según la clasificación que ha sido aportada a la CNMC, cabe distinguir entre los siguientes conceptos de coste:

- **Pagos a terceros:** son aquellos facturados por plataformas europeas, como JAO, CORESO..., sobre los costes comunes que le corresponde abonar a REE, según su porcentaje de contribución al proyecto.

Se considera que cabría reconocer los costes externos repercutidos a REE por un tercero, prudentemente incurridos y que estén acreditados con documentación soporte como facturas, teniendo en cuenta que constituyen costes por nuevas funciones sobrevenidas, derivadas de la normativa europea, y sobre los que el OS no tiene capacidad de gestión ni control, al

ser repercutidos por un tercero. Y que, por otra parte, tienen carácter de coste adicional, al no estar incluidos en la base de retribución.

- **Desarrollos IT:** son los costes asociados a desarrollos informáticos relacionados con proyectos europeos, **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]**
- **Viajes:** son los costes de viajes asociados a los proyectos europeos.
- **Costes internos:** son los costes internos que REE indica que están asociados a los proyectos europeos.

En relación a los conceptos de coste de “Viajes” y “Costes Internos” imputados a los proyectos europeos, se considera que estas partidas ya están incorporadas en la base de retribución, que recoge todos los gastos internos incurridos por el personal del OS a 31/12/2013. Dado que el personal del OS no ha variado significativamente en el periodo 2013-2016 como se muestra en los cuadros 13 y 14 del apartado 6, no se considera que deba reconocerse un incremento de los costes internos retribuibiles de la actividad del Operador del Sistema.

Por lo tanto, no se consideran como un coste adicional los conceptos de “Viajes” y “Costes Internos”.

3.2 Costes por funciones adicionales atribuidas por la regulación española

El OS indica que ha tenido que hacer frente a los siguientes costes por funciones adicionales atribuidas por la regulación española:

- Subastas de interrumpibilidad.
- Pruebas en los grupos de generación de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares.
- Costes de las centrales hidroeléctricas reversibles en Canarias.
- Costes de la aplicación de la Circular 2/2014 de la CNMC.

Cuadro 6. Evolución Costes adicionales por nuevas funciones introducidas por la Normativa Española 2014-2017 aportados por el OS (Euros)

[INICIO CONFIDENCIAL]

[FIN CONFIDENCIAL]

Fuente: Información aportada por el OS

3.2.1.- Subastas de interrumpibilidad

El OS indica que ha incurrido en un coste derivado de las subastas de interrumpibilidad **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]**

La Disposición Adicional Tercera de la Orden IET/2013/2013, de 31 de octubre, por la que se regula el mecanismo competitivo de asignación del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad, establece que:

“Los costes en los que incurra el operador del sistema derivados de las funciones que deben realizar en cumplimiento de lo dispuesto en la presente orden y su normativa de desarrollo, serán considerados en la retribución que debe ser establecida para dicho operador conforme a lo dispuesto en la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, y su normativa de desarrollo.

A estos efectos, el operador del sistema enviará a la CNMC y al Minetur la información de los costes incurridos, con el desglose y formato que se determine.”

En atención a esta disposición, se considera que cabe incluir los costes adicionales a los considerados en la base de retribución, prudentemente incurridos de forma eficiente, en relación a las subastas de interrumpibilidad. De forma consistente a lo expresado en el apartado anterior relativo a la normativa europea, se considera únicamente retribuable el concepto de “Pagos a terceros”, por las razones anteriormente expuestas.

[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]

Cuadro 7. Costes Subastas interrumpibilidad 2016 justificados por el OS (euros)

[INICIO CONFIDENCIAL]

[FIN CONFIDENCIAL]

Fuente: Elaboración propia a partir de información aportada por el OS

La cifra indicada por el OS para 2018 de **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]** no será tenida en cuenta, ya que la orden ETU/1133/2017, de 21 de noviembre, modifica la Orden IET/2013/2013 de modo que “*el coste imputable a la organización del procedimiento de subastas será soportado por aquellos participantes que resulten adjudicatarios, en función de la cantidad de potencia adjudicada*”. Por lo tanto, a partir de 2018 estos costes ya no formarán parte de la retribución del Operador del Sistema.

3.2.2.- Pruebas en los grupos de generación de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares

El OS indica que ha incurrido en un coste derivado de las pruebas de rendimiento y pruebas de arranque, en los grupos de los sistemas eléctricos

insulares y extrapeninsulares, **[INICIO CONFIDENCIAL]** **[FIN CONFIDENCIAL]**

Según la *Resolución de 3 de agosto de 2012, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se aprueban los procedimientos de pruebas de rendimiento, para la determinación de los parámetros aplicables a los costes variables de las instalaciones de generación pertenecientes a los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares*, se atribuye al OS la supervisión de las pruebas de los 90 grupos de generación, quién podrá externalizar parte de esta función.

«2.2 Responsabilidades del supervisor de las pruebas

El supervisor de las pruebas será el responsable de garantizar que las pruebas se realizan con el rigor necesario para que representen fidedignamente el funcionamiento real de la instalación.

La supervisión estará a cargo del operador del sistema, que podrá contar con el apoyo de terceros para realizar esta función. Las terceras partes requeridas por el operador del sistema firmarán un acuerdo que garantice el tratamiento confidencial de la información y documentación manejada relativa a estos procedimientos.

Esta supervisión incluirá:

- *La aprobación de la aplicación de los procedimientos generales de las pruebas adaptada a cada grupo.*
- *La supervisión de las pruebas, con verificación de los puntos más importantes recogidos en los procedimientos y del reparto de auxiliares.*
- *La realización de comentarios al informe provisional de resultados enviado por la empresa propietaria.*
- *La redacción y el envío a la Dirección General de Política Energética y Minas, a la Comisión Nacional de Energía y a la empresa propietaria del informe de supervisión sobre el desarrollo de las pruebas.»*

[INICIO CONFIDENCIAL] **[FIN CONFIDENCIAL]**

Atendiendo a que la externalización está expresamente contemplada en la normativa, se considera que los costes facturados, siempre que se correspondan con precios razonables de mercado y prudentemente incurridos, podrían adicionarse a la base de retribución.

[INICIO CONFIDENCIAL] **[FIN CONFIDENCIAL]**

Cuadro 8. Costes pruebas rendimiento 2016 justificados por el OS (euros)

[INICIO CONFIDENCIAL]

[FIN CONFIDENCIAL]

Fuente: Elaboración propia a partir de información aportada por el OS

3.2.3.- Costes de las Centrales Hidroeléctricas Reversibles en Canarias

El artículo 5 de la Ley 17/2013, establece que en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares las instalaciones de bombeo tendrán como finalidades principales la garantía del suministro, la seguridad del sistema y la integración de energías renovables no gestionables. Asimismo, establece que en estos casos, la titularidad de las instalaciones de bombeo deberá corresponder al Operador del Sistema, que es la sociedad RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA, S.A.U. (REE).

Sin embargo, la sociedad a través de la cual se ha instrumentado el desarrollo de Centrales Hidroeléctricas Reversibles en Canarias cuya finalidad sea la garantía de suministro, no es RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA, S.A.U. (REE), sino una sociedad constituida en septiembre de 2015 y denominada RED ELÉCTRICA INFRAESTRUCTURAS EN CANARIAS, S.A.U. (REINCAN).

REINCAN es titularidad al 100% de RED ELÉCTRICA CORPORACIÓN, S.A., socio único de REE y sociedad matriz y cotizada del grupo REE. El Operador del Sistema no participa en REINCAN.

REINCAN se constituyó el 17 de septiembre de 2015 y tiene su domicilio social en las Palmas de Gran Canaria, comenzando a desarrollar su actividad durante el ejercicio 2015.

La sociedad tiene por objeto social *“la construcción de instalaciones de almacenamiento de energía en sistemas insulares y aislados. La sociedad también podrá dedicarse por sí misma o por medio de la participación en el capital social de otras sociedades o mediante asociación con otras entidades a cuantas otras actividades sean auxiliares o complementarias de las descritas en esta nota o estén conexas o relacionadas con ellas o sean instrumentalmente precisas para su desarrollo”*.

Con fecha 6 de mayo de 2014 se publicó en el BOE la Orden IET/728/2014, de 28 de abril, del Ministerio de Industria, Energía y Turismo (actualmente Energía, Turismo y Agenda Digital), por la que se resolvía aceptar la renuncia presentada por UNIÓN ELÉCTRICA DE CANARIAS GENERACIÓN, S.A.U (UNELCO) a la ejecución de la Central Hidráulica reversible de 200 MW de Chira-Soria en Gran Canaria e imponerle la obligación de transmitirla al Operador del Sistema.

Para dar cumplimiento a esta Resolución, con fecha 23 de enero de 2015, UNELCO vende y transmite el proyecto de las instalaciones de la central

hidráulica reversible. Será REINCAN la sociedad que se encargará de la construcción de la central hidráulica reversible de 200 MW.

Los costes asociados a estas centrales de bombeo no están por lo tanto recogidos en las Cuentas Anuales de REE, sino en las Cuentas Anuales de REINCAN, y tampoco estaban incluidos en la propuesta de reconocimiento de costes para 2018 remitida por el OS. Por ello, estos costes no han sido analizados en este informe.

3.2.4.- Costes de la aplicación de la Circular 2/2014, de 12 de marzo, de la CNMC

Esta Comisión tuvo en cuenta en su propuesta de retribución del Operador del Sistema para ejercicios anteriores, los costes para el Operador del Sistema de la aplicación de la Circular 2/2014, de 12 de marzo, de la CNMC, según lo establecido en el artículo 8 de dicha Circular. En particular se consideraron, dentro del ámbito de las subastas de interconexión España-Francia, el coste anual de la plataforma CASC (desde octubre de 2015, JAO), y dentro del ámbito de las subastas de interconexión España-Portugal, el coste repercutido por OMIP y el coste financiero de las garantías depositadas.

En relación a la plataforma JAO, dicho coste está incluido dentro del concepto “Pagos a terceros”, de los costes derivados de los proyectos europeos, que se ha descrito en el apartado 3.1.

En relación a los costes de las subastas de interconexión España-Portugal, al objeto de incluir estos costes en la propuesta de retribución del Operador del Sistema para 2016, se solicitó al Operador del Sistema que aportara la información correspondiente. Sobre esta cuestión, el OS manifiesta en su contestación que:

*“Adicionalmente, si bien la CNMC en su petición de información para la actualización de las tarifas de acceso a las redes, ha solicitado también los gastos asociados a las subastas de interconexión España-Portugal (coste repercutido OMIP y el coste financiero de las garantías depositadas), éstos **no forman parte de los costes del Operador del Sistema**, y por tanto no se encuentran incluidos en el apartado 3.1 del presente documento. **Los costes asociados a las citadas subastas se informan mensualmente en la liquidación mensual de los ingresos y costes a liquidar al sistema.**”*

Contraviniendo lo expuesto en la Circular 2/2014 de la CNMC según la cual, en su disposición general 8. “Costes derivados de la aplicación de esta Circular” se señala lo siguiente:

“Los costes reconocidos en los que incurran el Operador del Sistema y el Operador del Mercado, derivados de la gestión de los mecanismos previstos en esta Circular serán considerados, a los efectos oportunos, en la metodología de

retribución de estos operadores a la que hace referencia el artículo 14.11 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre.”

4. ANÁLISIS DE LA EVOLUCIÓN DE LOS COSTES DE LA ACTIVIDAD DE OPERACIÓN DEL SISTEMA EN EL PERIODO 2013-2017

En este apartado se presenta un análisis de la evolución de los costes de la actividad de operación del sistema en el periodo 2013-2017, al objeto de:

- (i) Evaluar si existen diferencias significativas entre los costes de 2013 (cuyos datos se consideraron para calcular la base de retribución), y los costes de 2014, 2015, 2016 y 2017. Esta evaluación resulta necesaria dado que **el Operador del Sistema ha solicitado una retribución para 2017 de 89.957 miles €**, muy alejada de la base de retribución calculada por la CNMC.
- (ii) Evaluar si los costes que el OS ha indicado soportar derivados de nuevas funciones atribuidas por la normativa europea y la regulación en España, tienen carácter adicional, a los costes incluidos en la base de retribución, que fue calculada con datos a 31 de diciembre de 2013.

Los datos de 2013, 2014, 2015 y 2016, son los reportados a la CNMC por el OS en la contabilidad separada de la actividad de operación del sistema, en el ámbito de la Circular 5/2009, y son concordantes con la memoria de las cuentas auditadas. Los datos del año 2017 son estimados. Se ha partido de los datos reportados por REE en el ámbito de la Circular 5/2009 del segundo trimestre de 2017 (acumulados a 30/06/2017), extrapolarlos a la totalidad del año, con un escenario “*business as usual*”. Obteniendo los resultados que se muestran en el siguiente cuadro:

Cuadro 9. Evolución de los costes de la actividad de Operación del Sistema en el periodo 2013-2017. Miles €

[INICIO CONFIDENCIAL]

[FIN CONFIDENCIAL]

Fuente: Circular 5/2009 y Cuentas anuales

Nota: 2013, 2014, 2015 y 2016 son datos cerrados. 2017 es un dato estimado, extrapolando la información disponible del segundo trimestre remitido por REE en virtud de la Circular 5/2009 al 31/12/2017 considerando un escenario “business as usual”. El valor de la retribución financiera se ha obtenido multiplicando el valor neto sin inmovilizado en curso por una tasa de retribución financiera del 6,507% de acuerdo con lo establecido en la “Propuesta de metodología de retribución del operador del sistema” aprobada por la SSR el 6 de noviembre de 2014.

[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]

5. PROPUESTA DE RETRIBUCIÓN DEL OPERADOR DEL SISTEMA PARA 2018

Teniendo en cuenta todo lo expuesto en apartados precedentes, y considerando que el OS ha remitido determinada documentación soporte, como facturas, que acredita fehacientemente el importe del gasto soportado en concepto de pagos a terceros por nuevas funciones atribuidas por la normativa europea y española en los ejercicios cerrados 2016, se propone una retribución provisional al Operador del Sistema para 2018 de **56.931 miles de euros**:

Cuadro 11. Propuesta de retribución del Operador del Sistema para 2018. Miles €

[INICIO CONFIDENCIAL]

[FIN CONFIDENCIAL] Fuente: Elaboración propia

Esta cifra es un 1,66% superior a la retribución del Operador del Sistema para 2016 establecida en la Disposición Transitoria Segunda de la Orden ETU/1976/2016, de 29 de diciembre. REE solicita unos ingresos para el año 2018 por valor de 89.957 miles € (un 59% superiores a la retribución establecida en dicha Orden ETU/1976/2016).

Finalmente, esta Comisión se reitera en lo señalado en el “Informe sobre la propuesta de orden por la que se establecen los peajes de acceso de energía eléctrica (IPN/CNMC/029/16)” sobre la necesidad de que el Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital apruebe a la mayor brevedad la metodología de retribución del Operador del Sistema en aras a que exista un marco retributivo transparente y actualizado (incorporando las nuevas funciones asignadas al operador del sistema) que proporcione la debida seguridad regulatoria a los agentes.

